



**SAVONIA**

OPINNÄYTETYÖ - AMMATTIKORKEAKOULUTUTKINTO  
TEKNIIKAN JA LIIKENTEEN ALA

# DIGITAALISEN SÄHKÖASE- MAN KUNNONVALVONTA- RATKAISUT

Opinnäytetyö

TEKIJÄ: Teemu Tuovinen

Koulutusala Tekniikan ja liikenteen ala			
Koulutusohjelma/Tutkinto-ohjelma Sähkötekniikan koulutusohjelma			
Työn tekijä Teemu Tuovinen			
Työn nimi Digitaalisen sähköaseman kunnonvalvontaratkaisut			
Päiväys	8.5.2020	Sivumäärä/Liitteet	51/1
Ohjaajat Yliopettaja Juhani Rouvali ja lehtori Pasi Lepistö			
Toimeksiantaja/Yhteistyökumppanit Fingrid Oyj / Aluepäällikkö Jani Haaja sekä Suojaus- ja teleasiantuntija Timo Naukkarinen			
<p><b>Tiivistelmä</b></p> <p>Opinnäytetyön tarkoituksena oli kerätä tietoa digitaalisen sähköaseman kunnonvalvonnasta ja sen eri toteutustavoista. Työssä perehdytään IEC 61850 -standardin kunnonvalvonta osioon, laitevalmistajien tarjontaan sekä Fingrid:n IoT-hankkeeseen pohjautuvaan kunnonvalvontaan. Työn toimeksiantaja eli Fingrid Oyj on suomalainen kantaverkkoyhtiö, jonka yhtenä visiona on olla uudistumiskykyinen ja muutoksiin rohkeasti tarttuva toimija. Digitalisaation yleistessä halutaan tutkia sen vaikutusta laitteiden kunnonvalvontaan.</p> <p>Työ on toteutettu yhteistyössä laitetoimittajien sekä Fingrid:n asiantuntijoiden kanssa. Tutkimustyö on tehty pääasiassa Varkauden toimipisteellä sekä yritysvierailulla ABB:n toimipaikalla.</p> <p>Opinnäytetyön lopputuloksena syntyi selvitys tämän hetkisestä laitekannasta sekä siitä minkälaisia ratkaisuita digitaalisen sähköaseman kunnonvalvontaan on ajateltu. Laitevalmistajilla on tarjolla useita ratkaisuita digitaalisen sähköaseman kunnonvalvonnan toteuttamiseen, mutta käytännön kokemus laitteistojen yhteensovittamisesta on vielä pilottivaiheessa. Nämä laitteistot tulevat varmasti yleistymään käytännön kokemusten karttuessa. Sähköasemien laitekannat ovat kuitenkin pitkäikäisiä, joten kiinteiden ratkaisuiden yleistymiseen menee vielä aikaa. Vastavasti IoT-sensoriratkaisut tulevat yleistymään nopeasti Fingrid:n sähköasemilla.</p>			
Avainsanat Digitaalinen sähköasema, IEC 61850 -standardi, IoT, kunnonvalvonta			

Field of Study Technology, Communication and Transport			
Degree Programme Degree Programme in Electronic Engineering			
Author Teemu Tuovinen			
Title of Thesis Maintenance Solutions for Digital Substations			
Date	08.05.2020	Pages/Appendices	51/1
Supervisor(s) Mr. Juhani Rouvali, Principal Lecturer and Mr. Pasi Lepistö, Senior Lecturer			
Client Organisation /Partners Fingrid Plc / Mr. Jani Haaja, Regional manager and Mr. Timo Naukkarinen, Specialist			
<p>Abstract</p> <p>The subject of this thesis was to research information about digital substation maintenance and solutions about how to implement it. The main purpose of this thesis was to find out what IEC 61850 standard has to offer for condition monitoring and to compare equipment manufacturers supply to Fingrid's IoT based condition monitoring solution. The thesis was carried out in co-operation with equipment manufacturers and Fingrid's specialists.</p> <p>First, it was necessary to study how IEC 61850 standard defines digital substations and what kind of devices a digital substation includes. After that, it was important to study which measurements are important for the operation of the equipment and how to transfer measured data between devices and sensors. Next thing was to make an appointment with equipment manufacturers and find out what solutions they have to offer. Then, it was possible to compare these solutions to Fingrid's IoT condition monitoring solution.</p> <p>The result of this thesis was a statement on the current equipment base and what solutions have been considered for condition monitoring of digital substations. For sure, digitalization of substations is becoming more common, but now there are still many open questions about that technology. In Fingrid's case, the main part of proliferation of this technology are user experiences at Pernoonkoski digital feeders. Substation equipment are long lasting, so there will be long time before a fully digital substation is a general way to carry out a substation. However, Fingrid's IoT condition monitoring solution is way to make all condition monitoring within the same system. this solution will be common way to carry out digitalization of condition monitoring at Fingrid's substations.</p>			
<p>Keywords</p> <p>Digital substation, IEC 61850 -standard, IoT, condition monitoring</p>			

## ALKUSANAT

Opinnäytetyön toimeksiantajana toimi Fingrid Oyj:n omaisuuden hallinnan Itä-Suomen yksikkö. Työ toteutettiin pääosin Varkauden toimipisteellä.

Haluan kiittää opinnäytetyön mahdollistamisesta ja hyvästä ohjaamisesta Fingrid Oyj:n aluepäällikkö Jani Haajaa, sekä suojaus- ja teleasiantuntija Timo Naukkarista. Lisäksi kiitokset kuuluvat Savonia-ammattikorkeakoulun ohjaajalle, yliopettaja Juhani Rouvalille selkeästä ohjaamisesta. Haluan myös kiittää kaikkia, jotka ovat omalta osaltaan auttaneet työn tai opintojeni etenemisessä.

Opinnäytetyön aihe oli opettavainen ja mielenkiintoinen. Toivon, että toimeksiantaja, sekä aiheesta kiinnostuneet tulevat hyötymään tehdystä työstä.

Kuopiossa 08.05.2020

Teemu Tuovinen

## SISÄLTÖ

1	JOHDANTO .....	8
2	FINGRID OYJ .....	9
3	SÄHKÖASEMA YLEISESTI .....	10
3.1	Sähköasema .....	10
3.2	Ensiölaitteet.....	10
3.3	Toisilaitteet.....	13
3.4	Digitaalinen sähköasema .....	14
4	KUNNONVALVONTAMALLIT .....	18
4.1	Yleisesti.....	18
4.2	Aikaperusteinen kunnonvalvonta.....	19
4.3	Kunterusteinen kunnonvalvonta .....	20
5	IEC 61850 -STANDARDI.....	21
5.1	Yleisesti.....	21
5.2	Kunnonvalvonta .....	21
5.3	Ilmaeristeiset kytkinlaitteet .....	21
5.4	GIS-kojeiston kunnonvalvontamalli.....	22
5.5	Tehomuuntajan kunnonvalvonta .....	24
5.5.1	DGA-seuranta .....	24
5.5.2	PD-mittaus .....	25
5.5.3	Tehomuuntajan lämpötilan seuranta .....	26
5.5.4	Eristeen ikääntymisen seuranta.....	26
5.5.5	Muuntajaöljyn kuplinta .....	27
5.5.6	Läpivientien kunnonvalvonta.....	27
5.5.7	Jäähdytysjärjestelmän kunnonvalvonta.....	27
5.5.8	Sensoreihin perustuva kunnonvalvonta.....	27
5.5.9	Käämikytkimen kunnonvalvonta .....	28
5.6	Datamallit ja tiedonsiirto.....	28
5.7	Verkkotopologia .....	31
5.8	Laitevalmistajien ratkaisut kunnonvalvontaan .....	32
5.8.1	ABB.....	32
5.8.2	Siemens .....	34

5.8.3	GE GRID.....	35
6	IOT-SENSORITEKNIikka.....	37
6.1	Yleisesti.....	37
6.2	Kytinlaitteiden kunnonvalvonta.....	38
6.3	Mittaukset ja mittaustavat .....	42
6.4	Mittausdatan hyödyntäminen .....	42
6.5	Loppukäyttösovellus.....	44
7	VERTAILU .....	45
7.1	Kunnonvalvontamallit .....	45
7.2	Mahdollisuudet .....	46
7.3	Katkaisijan kunnonvalvontamittaukset .....	47
8	YHTEENVETO.....	48
9	LÄHDELUETTELO.....	49
10	LIITE 1 IEC 61850 PERMISSION LETTER.....	51

## TERMIT

AIS	Air-insulated Switchgear
BIED	Breaker IED
DGA	Dissolved Gas Analysis
GIS	Gas-insulated Switchgear
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
HMI	Human Machine Interface
Hot spot	Käämityksen kuumin piste
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Device
IoT	Fingrid:n hanke kunnonvalvonnan digitalisoimiseen
LAN	Local Area Network
LD	Looginen solmu
LLN0	Laitteen ominaisuuksia kuvaava solmu
LPHD	Laitteen fyysisiä ominaisuuksia kuvaava solmu
MMS	Manufacturing Message Specification
MU	Merging Unit
RCC	Käyttökeskus
Retrofit	Jälkiasennus ratkaisu
RTU	Remote Terminal Unit
PD	Partial Discharge
SAMU	Stand-alone Merging unit
SCU	Switchgear Control Unit
SF6	Rikkiheksafluoridi "eristekaasu"
SIED	Switch IED
SV	Sampled Values
TWS	Kulkuaaltovikapaikannin
WAN	Wide Area Network

Sähköasemien digitalisoituminen on elänyt pitkään murroksessa ja sen yleistyminen on ollut hidasta rajoittuneen laitekannan vuoksi. Sähköasemien suojalaitteet ovat jo useamman vuoden ajan kommunikoineet asemaväylässä käytön valvomo-ohjelmiston kanssa. Tästä vaiheesta ollaan siirtymässä kohti täysin digitaalista toteutustapaa, jossa aseman primäärlaitteiden tiedonsiirto ja ohjaukset tapahtuvat prosessiväylän kautta. Tällainen täysin digitaalinen sähköasema voisi mahdollistaa laitteiston kompaktimman ja kustannustehokkaamman toteutuksen.

Ensimmäiset täysin digitaaliset prosessiväylää hyödyntävät sähköasemat ovat jo pilottikäytössä maailmalla. Tämän myötä laitteistosta saatavan tiedon määrä moninkertaistuu, joka tuo mukanaan uudenlaisia haasteita, mutta myös mahdollistaa älykkään laitteiston kuntoa seuraavan kunnonvalvonnan. Vaikka digitaalinen sähköasema on ollut käsitteenä tuttu jo kymmeniä vuosia, on se käytännössä vasta pilottikohteissa käytössä, joten käytännön kokemus ja tieto aiheesta ovat vähäiset.

Näiden ratkaisuiden yleistyessä on mietittävä myös laitteiston kunnonvalvontaa. Tähän on olemassa jo erilaisia ratkaisuita, joita tässä työssä käydään läpi. Käytössä olevalla teknologialla laitteistolta saadaan kerättyä mittaustietoja analogisista mittausarvoista sekä lisätyillä sensoreilla, mutta loppukäyttösovelluksia, jotka yhdistävät kaikista laitteista tulevan mittausdatan samaan järjestelmään on tarjolla rajatusti. Asemaväylä ja älykkäät IED-releet mahdollistavat kuntotietojen keräämisen ja välittämisen asema-automaatiojärjestelmään, mutta tulevaa dataa kertyy suuria määriä, jolloin toimiva loppukäyttösovellus, joka ilmoittaa poikkeuksista käyttäjälle olisi tärkeä osa kustannustehokasta kunnonvalvontaa.

Työssä käydään läpi erilaisia kunnonvalvontaratkaisuita, ja sitä miten nämä auttavat siirtymään aikaperusteisesta kunnonvalvonnasta kuntoperusteiseen. Tarkoituksena on selvittää, onko olemassa valmiita ratkaisuita älykkään kunnonvalvonnan toteuttamiseen, ja sitä miten IEC 61850 -standardi ottaa kantaa kunnonvalvontaan. Fingridillä on olemassa oma älykkään kunnonvalvonnan pilottihanke, joka perustuu sensoritekniikkaan ja kantaa nimeä IoT. Tämä on täysin uudenlainen hanke, jota tietävästi ei ole kokeiltu muissa verkkoyhtiöissä. Tämä teknologia mahdollistaisi "retrofit" ratkaisun laitteiston kunnonvalvonnan digitalisoimiseen kaikilla käytössä olevilla laitteilla. Sähköasemasaneeraukset toteutetaan vielä perinteisillä ratkaisuilla, joten IoT on järkevä ratkaisu kunnonvalvonnan digitalisoimiseen ilman, että laitekantaa tarvitsee muuttaa.

Aihe on kokonaisuudessaan hyvin laaja, minkä huomasi viimeistään työn rajausta suunniteltaessa. Tämän vuoksi IEC 61850 -standardista käydään läpi vain ne osa-alueet, jotka vaikuttavat kunnonvalvontaan sekä kaikkia eri laitevalmistajien ratkaisuita, tai itse digitaalisen sähköaseman määrittäviä ei käydä niin yksityiskohtaisesti läpi.



Fingrid Oyj on suomalaisten kantaverkkoyhtiö. Sen tehtävänä on turvata asiakkaille ja yhteyskunnalle varma sähkö ja muovata tulevaisuuden puhdasta, markkinaehtoista sähköjärjestelmää.

Yhtiö on perustettu 29. marraskuuta 1996 ja sen operatiivinen toiminta on alkanut 1. syyskuuta 1997.

Maanlaajuinen kantaverkko on keskeinen osa Suomen sähköjärjestelmää. Kantaverkko on sähkönsiirron runkoverkko, johon ovat liittyneet suuret voimalaitokset, tehtaات sekä alueelliset jakeluverkot.

Suomen kantaverkko on osa yhteispohjoismaista sähköjärjestelmää, joka on kytketty Keski-Euroopan järjestelmään tasavirtayhteyksin. Lisäksi Suomesta on Venäjälle ja Viroon tasasähköyhteydet.

Kantaverkkoon kuuluu 400, 220 ja 110 kilovoltin voimajohtoja yli 14 000 kilometriä ja 116 sähköasemaa. Näiden kunnossapito on jaettu neljälle eri alueelle: Etelä-, Itä-, Länsi- ja Pohjois-Suomi. Alueiden asiantuntijat vastaavat oman työalueensa omaisuuden hallinnasta, kuten kunnossapito- ja rakennustöistä sekä siirtokeskeytystarpeiden koordinoinnista.

Fingridin vastuulla ovat kantaverkon käytön suunnittelu ja valvonta sekä verkon ylläpito ja kehittäminen. Asiakkailleen eli sähköntuottajille, verkkoyhtiöille ja teollisuudelle Fingrid tarjoaa kantaverkko-, rajasiirto- ja tasepalveluita. Sähkömarkkinoita Fingrid palvelee huolehtimalla riittävästä sähkönsiirtokapasiteetista, poistamalla siirtorajoituksia maiden väliltä ja antamalla tietoa markkinoista.

Yhtiön pääkonttori sijaitsee Helsingissä ja tämän lisäksi yhtiöllä on toimitilat Hämeenlinnassa, Petäjävedellä, Varkaudessa, Oulussa, Rovaniemellä sekä Vaasassa. Henkilöstöä oli vuoden 2018 lopussa 380. (Fingrid Oyj, 2020a)

### 3 SÄHKÖASEMA YLEISESTI

#### 3.1 Sähköasema

Sähköasemat sijoitetaan kantaverkon risteämäkohtiin ja näissä jännitetaso jaetaan eri johtolähdöille. Sähköasemat ovat toteutettu joko kaasueristeisinä (GIS) tai ilmaeristeisinä (AIS). Suomessa GIS-laitoksia käytetään sisätiloissa ja tämä mahdollistaa laitteiston kompaktin toteutuksen esimerkiksi silloin, kun tilaa on rajoitetusti saatavilla. Tällainen tilanne on yleinen kaupunki alueella sekä taajamissa. AIS-avokytkin sähköasema on yleisempi toteutustapa Suomessa, koska sähköasemat sijoitetaan pääosin syrjäisemmille alueille, joissa on paljon tilaa käytössä, eivätkä mahdolliset meluhaitat häiritse asutusta. AIS-sähköasema on edullisempi rakentaa, helpompi huoltaa sekä komponentit ovat helposti visuaalisesti tarkastettavissa, jonka vuoksi tämä ratkaisu on hyvin toimiva ja suosittu. (Fingrid Oyj, 2020b)

Fingridissä käytössä olevat sähköasematyypit ovat muuntoasema, kytkinlaitos sekä erotinasema. Muuntoasemalla jännitetasoa muunnetaan tehomuuntajien avulla, joka Suomessa tarkoittaa 400-, 220- tai 110 kV jännitetasoja sekä myös sähköaseman 20 kV omakäyttömuuntajaa. Sähkönsiirto kantaverkossa tapahtuu 400-, 220- ja 110 kV jännitetasoilla. Kantaverkon runko ja vahva ydin muodostuvat 400 kV verkosta, josta siirto jaetaan maantieteellisesti 110 kV verkolla. (Haaja, 2020) Tällä mahdollistetaan pienemmät siirtohäviöt sekä suurempi siirtokapasiteetti. Vastaavasti kytkinlaitoksen tarkoituksena on jakaa sama jännitetaso useammalle johtolähdölle. Erotinasemaa käytetään johdonvarsilla johdon erottamiseen muusta verkosta. Tällainen toteutus on hyödyllinen esimerkiksi vikatilanteissa, jolloin vikaantunut verkon osa voidaan erottaa muusta verkosta, ja sähkönsiirto toteuttaa toista reittiä rengasrakenteen vuoksi. Sähköaseman laitteet jaetaan kahteen pääryhmään eli ensiö- ja toisiolaitteisiin. Ensiölaitteet ovat komponentteja, joiden kautta sähköenergia kulkee. Vastaavasti toisiolaitteiden tarkoitus on toimia ohjaus- ja valvontajärjestelmänä, johon sisältyy erilaiset mittaukset, verkon suojauksen toteutus sekä laitteiden ohjaus. (Kaukonen, 2017, s. 10)

#### 3.2 Ensiölaitteet

Kantaverkon ensiölaitteet jaetaan tehomuuntajiin, kytkinlaitteisiin, mittamuuntajiin sekä kompensointilaitteisiin. Tehomuuntajien tarkoituksena on muuntaa sähköenergia jännitetasolta toiselle. Suomen kantaverkossa on käytössä 400, 220 ja 110 kV:n jännitetasoja. Muuntajan rakenne sisältää rautasydämen, ensiö- ja toisiokäämit sekä yleisesti myös tertiäärikäämin. Käämit sijoitetaan muuntajan tehokapasiteetista riippuen joko yhteen tai usemapaan pylvääseen rautasydämen ympärille. Teho siirtyy jännitetasolta toiselle sähkömagneettisen induktion kautta. Muuntajissa käytetään myös erillisiä käämikytkimiä, jotta kuormituksesta johtuvaa jännitteenalenemaa pystytään kompensoimaan. Muuntajan muuntosuhdetta voidaan säätää käämien kierroslukua muuttamalla, kantaverkossa tämä tehdään ensiökäämityksessä. Käämikytkimen käyttö mahdollistaa muuntosuhteen muuttamisen myös jännitteellä sekä kuormitetulla muuntajalla. 20 kV tertiäärikäämin tarkoitus on mahdollistaa 400 kV jännitteen säätö reaktoreiden avulla. (Kaukonen, 2017, s. 10)

Kytkinlaitteita ovat katkaisijat ja erottimet. Näiden lisäksi käyttöön on tullut erottavia katkaisijoita ja kuormanerottimia. Katkaisijan tehtävänä on kytkeä tai erottaa sähkönsiirto. Katkaisijan on pystyttävä erottamaan verkko myös vikatilanteessa, jolloin vikavirrat voivat kasvaa moninkertaisiksi nimellisvirtaan nähden. Yleisimmiten tällaisia tapauksia aiheuttavat oiko- ja maasulut. Kantaverkon katkaisijat ovat eristetyypiltään joko paineilma-, öljy-, vähäöljy-, kaasu- tai nykyään myös ilmaeristeisiä. Katkaisija erottaa virtapiirejä tai kuormia, mutta erotusväliä ei pidetä yksistään riittävänä, sekä suljetun rakenteen vuoksi sitä ei pystytä todentamaan tarpeeksi luotettavasti. Tähän laitevalmistajat ovat keksineet ratkaisuksi erottavan katkaisijan, joka mahdollistaa kompaktimman rakenteen avokytkin kentällä. Tässä erotusväli on nähtävissä ja täten mahdollistaa erillisen erottimen pois jättämisen. (Kaukonen, 2017, s. 11)

Yleisesti käytetyt katkaisijatyypit ovat paineilma-, öljy- ja kaasukatkaisijat. Uudet katkaisijat ovat pääasiassa kaasueristeisiä ja niillä korvataan aiemmin käytössä olleita paineilma- ja öljyeristekatkaisijoita. Katkaisijan viritysmekanismi perustuu energian varastointiin jousen, hydraulikan, pneumatiikan tai magneettisen varauksen avulla. Katkaisijan täytyy jokaisessa tilanteessa olla valmiina erottamaan kuorma verkosta. Jännitetasosta riippuen katkaisijan viritysmekanismi toteutetaan vaihekohtaisesti tai yhteisellä mekanismilla. Yleisesti käytetty jousiviriteinen katkaisija sisältää avaus- ja sulkeutumisjouset, koskettimet, iskunvaimentimet, latausvaihteiston sekä latausmoottorin. Jousi voidaan virittää käsikäyttöisellä kammella tai latausmoottorilla. Jousi viritetään valmiiksi, jotta katkaisijan ohjaustoiminnot voidaan suorittaa heti komennon saapuessa. (Kukkaniemi, 2018, ss. 16-19)

Erottimen tehtävänä perinteisessä toteutuksessa on erottaa virtapiirit luotettavasti toisistaan, riittäväällä erotusvälillä, sekä siten että avausväli on selkeästi näkyvissä ja ilmaistu mekaanisella asennonosoituksella. Kantaverkon erotintyypit perinteisessä toteutuksessa ovat kierto-, saks-, vertikaali erottimet sekä vertikaaliset- ja horisontaaliset polvierottimet. Lisäksi käytössä on maadoituskytkimiä, jotka mahdollistavat turvallisen ja luotettavan maadoituksen työskentelyn ajaksi. (Kaukonen, 2017, s. 10)

Mittamuuntajia käytetään muuntamaan kantaverkon ensiöjännite ja virta toisilaitteilla mitattavaan suurusluokkaan. Mittamuuntajat ovat sähkönsiirron toiminnan kannalta kriittisiä komponentteja, koska mittamuuntajien toisioarvojen perusteella toteutetaan verkon suojaus, tehonlaskenta sekä uudemmissa laitteissa mahdollinen kuntotietojen keräys. Perinteisiä jännitemuuntajia on kahdentyyppisiä, eli kapasitiivisia sekä induktiivisia. Induktiivisia jännitemuuntajia voidaan käyttää alle 245 kV jännitetasoille, mutta kapasitiiviset jännitemuuntajat ovat enemmän käytettyjä edullisemman hintasta vuoksi etenkin suuremmilla jännitetasoilla. (Kaisanlahti, 2019, s. 20) Perinteisessä jännitemuuntajassa on yksi sydän sekä yleisimmiten yhteinen toisiokäämi mitta- sekä suojaustoiminnoille. Perinteinen virtamuuntaja sisältää yhden sydämen mittauksille sekä 3 suojaussydäntä. (Kaukonen, 2017, s. 11) Jännitemuuntajan kytkentä eroaa virtamuuntajan kytkennässä siten, että jännitemuuntajan toisio täytyy maadoittaa, jotta vältetään haitallisten ylijännitteiden syntymiseltä. Myös kaikki kosketettavissa olevat osat täytyy maadoittaa. Virtamuuntajan kytkentä on yksinkertainen ja se sijoitetaan vaihejohdtimeen. Vaihejohdin kulkee tällöin virtamuuntajan "lävitse". Mittamuuntajat sijoitetaan siten, että jokaiselle vaiheelle tulee oma muunnin. Virran mittaaminen on monimutkaista, koska sen vaihtelut voivat olla suuria. Jännite pysyy pääosin vakiona, joten sen mittaaminen on yksinkertaisempi toteuttaa. Markkinoilla

on myös yhdistettyjä virta- ja jännitemuuntajia, jolloin molemmat toiminnot ovat sijoitettu samaan komponenttiin. (Kaisanlahti, 2019, ss. 21-22) Perinteiset mittamuuntajat ovat joko öljy- tai kaasueristeisiä. Markkinoille on tullut myös optisia mittamuuntajia, jotka alkavat yleistyä verkkoyhtiöissä ympäri maailmaa.

Optinen virtamuuntaja on fyysisesti perinteistä rautasydämistä virtamuuntajaa paljon pienempi sekä kevyempi, ja täten mahdollistaa kompaktin ensiölaitteiston. Optinen virtamuuntaja voidaan integroida esimerkiksi erottavaan katkaisijaan, jolloin säästetään paljon avokytkeiden mitoissa. Optinen virtamuuntaja yhdistetään suoraan prosessiväylään, jolla voidaan toteuttaa niin kuntotietojen keräys, kuin ohjaustoiminnot. Tämä vähentää reilusti kaapelointitarvetta ja säästää täten työtunteja sekä rahallisia kustannuksia. Magneettista kyllästymistä ei tapahdu, joten ensiövirran toisto on todella tarkka. Optisessa virtamuuntajassa ei ole avoimia toisiopiirejä, joten se lisää työturvallisuutta. Se ei myöskään tarvitse öljyä tai kaasua eristeeksi, joten räjähdysvaaraa ei ole. Optinen virtamuuntaja on hyvin huoltovapaa järjestelmä ja tarkoituksena on, että se toimii "plug&play" tyylisesti ja huoltona on tarvittaessa uuden vastavaan vaihto. Optisen virtamuuntajan lisäksi tarvitaan kuitenkin johtojännitemuuntajat, koska optisissa virtamuuntajissa ei ole kapasitiivisia ulostuloja jännitemittaukselle. Johdon jännitemittaus on tarpeellinen johtojännitteen seurantaan, tehonlaskentaan sekä tahdissaolonvalvontaan. Tämä pitää ottaa huomioon suojausfilosofian suunnitelmissa, koska jännitemittaus siirtyisi kiskojännitteestä johtojännitteeseen. Optisen virtamuuntajan tarkkuus on perinteistä parempi, joten se voisi myös mahdollistaa nopeamman näytteenoton ja tiedonsiirron, jonka avulla myös kulkuaaltovikapaikantimen vikapaikan laskenta tarkentuisi. Tästä ei kuitenkaan ole vielä käytännön kokemuksia. (GE Grid, 2020) (ABB, 2020) (Fingrid Oyj, 2017)

Kompensointilaitteiden tarkoitus on kompensoida sähköverkon loistehoa ja näiden avulla pitää jännitetaso halutussa rajoissa. Kantaverkossa kompensointiin käytetään kondensaattoreita ja reaktoreita. Reaktoreita ohjataan jännitesäätäjillä ja kondensaattoreita vastaavasti loistehonsäätäjillä. Nämä sijoitetaan kentän relekaappiin toisiolaitehuoneeseen sekä ne varustetaan yli- ja alijännitereleillä, jotta järjestelmä toimii myös säätäjien vikaantuessa. Kondensaattorit sekä reaktorit voidaan kytkeä joko sarjaan tai rinnan halutun käyttötarkoituksen mukaisesti. (Kaukonen, 2017, s. 12) Sarjakondensaattori parantaa pitkällä siirtojohdoilla siirtokapasiteettia kompensoimalla johdon päiden välistä induktiivista reaktanssia. (Kaisanlahti, 2019, s. 17) Vastaavasti rinnakkaiskondensaattorien tarkoituksena on tuottaa loistehoa ja täten nostaa nostaa verkon jännitettä. (Perttu, 2014, s. 19) Rinnakkaisreaktoreita käytetään 400 kV ja 220 kV verkon ylijäämäloistehon kompensointiin. Tällainen tilanne voi syntyä esimerkiksi silloin, kun johtojen siirtotehon määrä on nimellismäärää pienempi, joten tästä aiheutuu loistehon kasvanutta tuottoa. Kantaverkossa reaktorit kytketään muuntajan tertiäärikäämiin. (Perttu, 2014, s. 21)

Kompensointilaitteita käytetään myös siten, että rinnakkaiskondensaattorit kytketään kelan kanssa sarjaan, jolloin yhdistelmä toimii yliaaltosuodattimena ja suurin osa haitallisista yliaalloista saadaan suodatettua verkosta. (Kaukonen, 2017, s. 12)

### 3.3 Toisilaitteet

Kantaverkon toisiojärjestelmän suojausjärjestelmä sisältää suojalaitteet, mittamuuntimet, johdotuksen, laukaisupiirin, teholähteet sekä tiedonsiirto- ja jälleenkytkentäautomaatiikan. Mittaukset sisältävät muunmuassa johtolähtöjen energian-, virtojen- ja jännitteiden mittaukset. Näitä mittauksia käytetään tehonlaskentaan, sekä verkon säätämiseen.

Suojareleet ovat verkon suojauksen kannalta kriittisiä komponentteja. Suojaustoimintojen selektiivisyys on erittäin tärkeää suojauksen toiminnan takaamiseksi. Releen tehtävä on erottaa vikaantunut osa muusta ns. "terveestä" verkosta mahdollisimman nopeasti. Releelle asetetaan asetteluarvot, joiden puitteissa rele tekee päätelmiä ja toimenpiteitä algoritmien mukaisesti. Mittasuureiden pysyessä vakiona rele on normaalitilassa. Rele havahtuu, kun asetellut arvot ylittyvät tai alittuvat mutta tästä ei aiheudu havahtumis indikointia suurempia toimenpiteitä. Releen ollessa havahtuneena yli määritellyn ajan se lähettää hälytyskäskyn ja/tai asetteluista riippuen lähettää laukaisukäskyn. Rele palautuu normaalitilaan, jos mitattava suure poistuu toiminta-arvo alueelta. (Kaisanlahti, 2019, ss. 26-27) Kantaverkon suojauksessa käytetään useita eri suojareleitä. Mahdollisesti tärkein käytössä oleva suojarele on distanssirele, joka mittaa sijoituspisteen ja vikapaikan välistä impedanssia. Kantaverkossa tätä käytetään mm. oiko- ja maasulku suojauksessa.

Ylivirtarele toimii ylikuormitus- ja oikosulkusuojana. Näitä käytetään mm. säteittäisverkkojen oikosulkusuojauksessa. (Korpinen, 1998, s. 8)

Differentiaalirele vertailee verkon mitattuja vaihevirtoja esimerkiksi muuntaja tulo- ja lähtöpuoltelta. Tämä mahdollistaa nopean toiminta-ajan sekä vikapaikan rajaamisen mitattavan alueen sisäisiin vikoihin. (Korpinen, 1998, s. 8)

Tahdissaolonvalvojaa tarvitaan jälleenkytkennöissä sekä johtoon liittyäessä. Se varmistaa, että jännitevektorit ovat katkaisijan molemmin puolin samassa "tahdissa" eli sille aseteltujen arvojen puitteissa. (Korpinen, 1998, s. 8)

Taajuusrele on tarkoitettu yli- ja alitaajuussuodatukseen. Suojattavina kohteita voivat olla esimerkiksi verkkoyhtiö, jolla on omaa sähköntuotantoa. (Korpinen, 1998, s. 8)

Jännitereleitä on käytössä kahdenlaisia. Alijännitereleitä voidaan käyttää suurten moottoreiden erottamiseen verkosta ja vastaavasti ylijännitereleitä käytetään maasulkusuojauksessa tai tahtigeneraattoreissa vaarallisen jännitteen nousun välttämiseksi. (Korpinen, 1998, s. 8) "Älykkäiltä" IED releiltä on myös mahdollista kerätä kuntotietoja, kuten virta-, jännite- ja toiminta-aika tietoja.

Kenttäohjausyksikön tehtävänä on suorittaa kytkinlaitteiden ohjaukset ja mittaukset. Se ilmaisee jokaisen kytkinlaitteen tilatiedon ja pystyy havaitsemaan mahdollisia vikoja. (Naukarinen, 2020) Siihen voidaan asettaa erilaisia hälytyksiä tarpeen mukaan. Se kerää tietoa laitteiston kunnosta sille määri-

tellyltä valvonta-alueelta. (Kaisanlahti, 2019, s. 29) Tämä mahdollistaa kuntotietojen keräyksen kenttäohjausyksikön kautta, kun se on yhdistetty asemaväylällä asema-automaatiojärjestelmään. (Nappari, 2020)

Häiriötallennin tallentaa analogiset ja binääriset virta- ja jännitekäyrät häiriötilanteen sattuessa. Se tallentaa rekisteriin myös tehotasapainon ja taajuuden vakauden. Sille voidaan myös määritellä lisätietojen keräys, kuten erottimen ja katkaisijan asentotietojen tallennus. (Kaisanlahti, 2019, s. 31)

Kulkuaaltovikapaikannin (TWS) mahdollistaa tarkan vikapaikan löytämisen sekä se pystyy havaitsemaan vian usealla eri johdolla. Yksi TWS-laite pystyy valvomaan jopa 8 johtolähtöä ja tämän ansiosta monesti asemalle riittää yksi TWS-laite. Qualitrol TWS-FL8 -laitteelle luvataan sen havaitsevan jopa  $\pm 60$  metrin tarkkuudella oikea vikapaikka kaikilla vikatyypeillä. TWS-laite mittaa johdon jännitteitä sekä pihtimittareilla virtoja. Verkossa oleva vika aiheuttaa jännitetason muutoksen sekä valokaaren, joka lähettää sähkömagneettisia impulsseja, eli toisinsanoen kulkuaaltoja johdolle. Kulkuaaltovikapaikannin mittaa näitä kulkuaaltoja, mutta vikapaikan oikea paikannus edellyttää molempien päiden tarkkaa aikasyntronointia. Tämä aikasyntronointi toteutetaan GPS-vastaanottimilla. Mikäli mitatut arvot ylittävät asetellut, muodostaa laite aikaleiman. Mittausohjelma laskee aikaleimojen erotuksen ja täten ilmoittaa lasketun etäisyyden vikapaikkaan. (Lehtola, 2018, ss. 40-42)

Asema-automaation kaukokäyttöliittymät mahdollistavat verkon tilatietojen, mittausten sekä ohjauskäskyjen välittämisen eri asemien ja valvomoiden välillä. Nykyaikaisessa asematoteutuksessa IED-releet ovat yhdistetty asemaväylällä RTU-järjestelmään. Tämä mahdollistaa laajemman tiedon keruun, sekä myös kuntotietojen keräyksen. Kaukokäyttö toimii reaaliajassa ja täten valvomosta nähdään kokoaikaisesti ajantasaiset sekä tarkat asema- ja laitekohtaiset tilatiedot. (Kaisanlahti, 2019, s. 33)

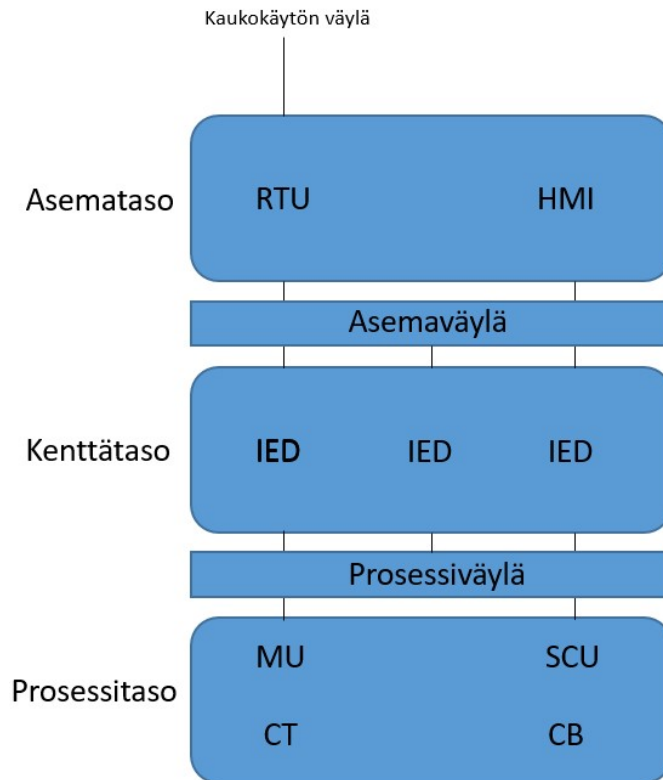
Jännitesäätäjän tehtävänä on ohjata tehomuuntajan käämikytkintä. Käämikytkimien säätö pitää jännitteen haluttujen arvojen sisällä. Tällainen säätötilanne voi ilmetä esimerkiksi kuormitustilanteen muuttuessa. Tarkoituksena on siis kompensoida kuormituksesta johtuvaa jännitteenalenemaa. (Perttu, 2014, ss. 27-28)

### 3.4 Digitaalinen sähköasema

Digitaalinen sähköasema on yksinkertaistettuna sähköasema, jonka laitteiden välinen kommunikaatio tapahtuu digitaalisesti. Tällöin primäärilaitteilta tulevat signaalit muunnetaan digitaaliseen muotoon MU ja BIED/SIED laitteilla. MU (Merging Unit) laitteilla yhdistetään mittamuuntajat prosessiväylään. MU voi olla joko kiinteästi mittamuuntajaan asennettu tai erillinen SAMU (Stand-alone Merging Unit) laite.

BIED (Breaker IED) tarkoittaa digitaalista katkaisijan ohjainta ja vastaavasti SIED (Switch IED) digitaalista erottimen ohjainta. Näistä käytetään myös yhteisnimitystä SCU (Switchgear Control Unit). BIED ja SIED laitteilla kytkinlaitteet yhdistetään prosessiväylään. SCU Laitteet lähettävät kytkinlaitteen tilatiedot IED releille sekä vastaanottavat ohjaus ja laukaisu komentoja prosessiväylän välityksellä.

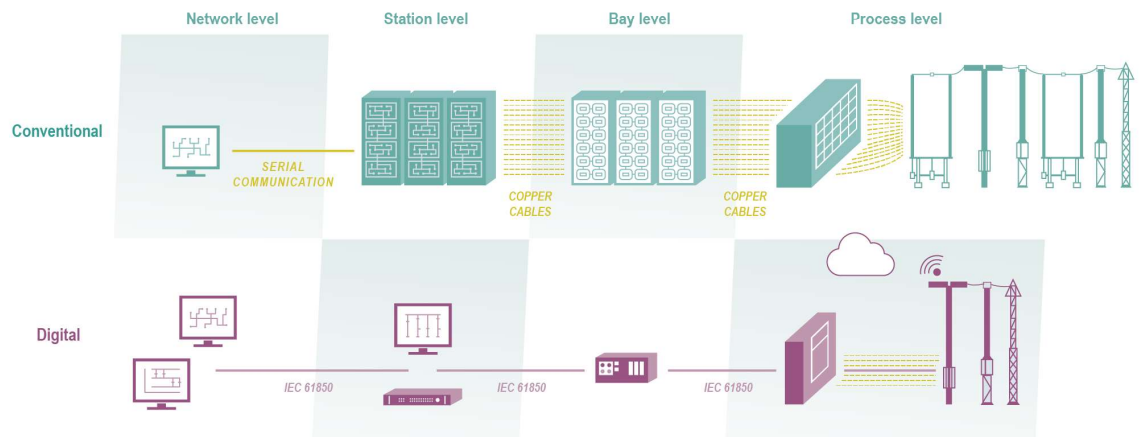
Täysin digitaalisesti toteutetussa sähköasemassa kaikki primäärilaitteiden mittaustiedot ja laitteiden ohjaustoiminnot kulkevat prosessiväylän kautta. Kaikki tiedonsiirto toteutettaisiin tällöin prosessi- ja asemaväylää käyttäen. (Länsman, 2019, s. 20) Tällöin väylätasot jaettaisiin kuvan 1 mukaisesti asema-, kenttä- ja prosessitasoon.



KUVA 1. Väylätasojen tasoluokittelu (IEC 61850-90-3, 2016, s. 33) (Hurтта, 2018, s. 6)

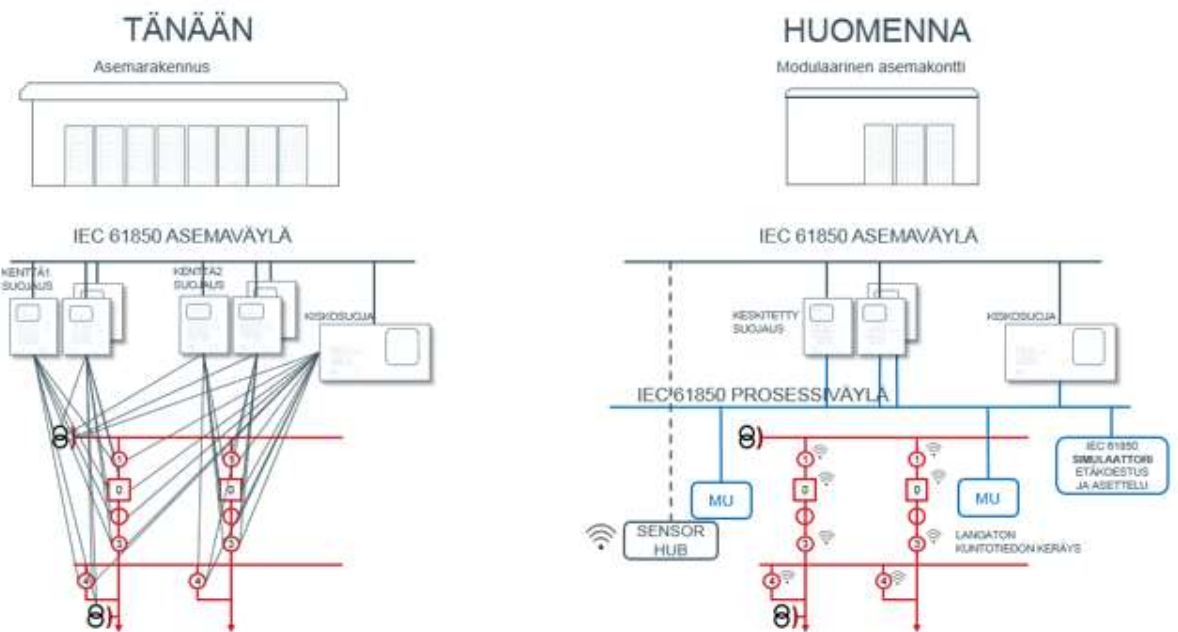
Kuvasta 1 nähdään, miten eri laitteet jakautuvat väylätasoihin. (Hurтта, 2018, ss. 5-6) Asemataso sisältää ala-asemalaitteiston eli RTU ja HMI-laitteiston. Kenttätaso sisällyttää IED-laitteet eli suojareleet ja aseman sisäiset suojalaitteet. Asema- ja kenttätaso yhdistetään asemaväylällä. Tämä toteutustapa on ollut käytössä useamman vuoden ajan uusilla ja saneeratuilla sähköasemilla. Prosessitaso sisältää primäärilaitteet ja näiden digitaaliset muuntimet eli MU ja SCU-laitteet. Kenttä- ja prosessitaso yhdistetään toisiinsa prosessiväylällä. Prosessiväylä pohjaisia ratkaisuita on käytössä vasta muutamassa pilottikohteessa maailmalla. Prosessiväylän käytöllä voitaisiin saavuttaa monia hyötyjä ja tämän vuoksi sen käytöstä haetaan käytännön kokemuksia. Fingridissä ensimmäinen prosessiväyläteknikkaan pohjautuva pilotti kohde on Pernoonkoskelle vuoden 2020 aikana valmistuva kahden johtolähdön kattava täysin digitaalinen järjestelmä.

Kuvasta 2 nähdään periaatetasolla digitaalisen ja nykyisen sähköasematoteutuksen suurin eroavaisuus eli perinteisen kuparikaapeloinnin moninkertainen vähentyminen sekä laitteiston yksinkertaisempi ja kompaktimpi toteutus. (Fingrid Oyj, 2017)



KUVA 2. Perinteinen ja digitaalinen tiedonsiirto tasojen välillä (Fingrid Oyj, 2017)

Nykyaikaisilla sähköasemilla IED-releet kommunikoivat RTU-laitteen kanssa asemaväylää käyttäen. Asemaväylä ratkaisu mahdollistaa jo paljon laajemman tiedon kulun sekä -keräämisen perinteiseen täysin kuparikaapelein toteutettuun ratkaisuun nähden. Kuva 2 havainnollistaa tällä hetkellä käytetyn asemarakennusmallin (Conventional), jossa on kenttäkohtaiset relekaapit ja suuri määrä kuparikaapeleita tuodaan primäärilaitteilta asemarakennukseen massiivisia kaapelikanavia pitkin. (Fingrid Oyj, 2017)



KUVA 3. Perinteinen ja digitaalinen sähköasema (Fingrid Oyj, 2017)



Täysin digitaalinen sähköasema mahdollistaa kenttäkohtaisten relekaappien korvaamisen yhteisillä relekaapeilla. Tämä mahdollistaa asemarakennuksen fyysisten mittojen pienentämisen toisilaitteiden vähentyessä. Järjestelmä kahdennetaan A- ja B-järjestelmäksi laite- ja väylä vikojen aiheuttamien käyttökatkojen välttämiseksi. (Fingrid Oyj, 2017)

Digitaalisen sähköaseman yleistymisen esteenä on ollut rajoittunut laitekanta. Vaikka aihe on käsitteenä ollut tuttu jo kymmeniä vuosia, silti tämä teknologia on otettu vasta testikäyttöön muutamassa pilottikohteessa. Laitteistosta saatavan tiedon määrän, kaapelointitarpeen sekä pienemmän laitekannan vuoksi tällaisen ratkaisun uskotaan olevan kustannustehokas sekä työturvallisuutta edistävä. Sähköaseman saaneraus tai uudisrakentamisessa yksi suurimpia kuluja on kaapelointi ja tähän kuluneet työtunnit. Väyläratkaisussa kaapelointiaste ja siihen tarvittava työmäärä putoaa arviolta 80-90 % sekä kaapelointikanavien fyysisiä mittoja voidaan reilusti pienentää. Tällaisessa toteutuksessa kaapelikanaviin jäisi jäljellä käyttöjännitesyötöt sekä valokuitukaapelit. Valokuidut ovat myös häiriövapaita ja pitkäikäisiä. Työturvallisuus parantuisi vähentyneiden virta- ja jännitepiirien ansiosta.

Koska kaikki tiedot välittyvät RTU-yksikölle mahdollistaa tämä laitteiston laajan etähallinnan. Tämä nopeuttaa vianetsintää sekä mahdollistaa kaikkien näiden toimien suorittamisen etänä. (Fingrid Oyj, 2017)

Pernoonkoskelle rakenteilla olevaan pilottikohteeseen tulee kaksi johtolähtöä kattava täysin digitaalinen prosessiväylällä toteutettu järjestelmä. Nämä johtolähdöt toteutetaan siten, että perinteisen järjestelmän lisäksi rakennetaan täysin digitaalinen järjestelmä. Suojaus- ja ohjausjärjestelmä integroidaan yhteen ja kahdennus toteutetaan tekemällä erilliset A- ja B-järjestelmät. Tällöin sekä suojaus, että ohjausjärjestelmät ovat kahdennettu sekä toiminnot ovat varmennettu kahdella toisistaan riippumattomilla järjestelmillä. Tämä projekti toimii väliaskeleena ennen täysin digitaalista sähköasemaa ja tarjoaa käytännön kokemuksia digitaalisen laitteiston tämän hetkisestä tilanteesta. Digitaalisten ratkaisuiden kehittäminen tuo lisäkustannuksia pelkän perinteisen asemarakennuksen rakentamiseen nähden, mutta laitekannan ja tietotaidon kehittyessä uskotaan tämän tulevan edullisemmaksi ratkaisuksi sekä lisäävän laitteistosta saatavan tiedon määrää runsaasti. (Fingrid Oyj, 2017)

## 4 KUNNONVALVONTAMALLIT

### 4.1 Yleisesti

Laitteiston kunnonvalvonnan tarkoituksena on saavuttaa laitteille mahdollisimman pitkä käyttöikä siten, että kokonaiskäyttökustannukset säilyvät mahdollisimman alhaisina. Tämän onnistuminen on edellyttänyt laitteiston hyvää tuntemusta sopivan huoltovälin määrittämiseksi. Yleistyvän digitaalisen teknologian ansiosta laitteistosta on mahdollista saada enemmän tietoa, joka mahdollistaa laitteiston kunnonvalvonnan sen käyttökunnon mukaisesti. Tämä tarkoittaa yksilöllisempää kunnonvalvontaa. Kunnossapito itsessään aiheuttaa huomattavia kustannuksia yritykselle, joten tämän vuoksi halutaan siirtyä sellaiseen kunnossapitoon, jossa vain laitteiston kuntoa ja toimintaa edistävät huollot toteutetaan. Hyvin suunniteltu ja toteutettu kunnossapito mahdollistaa laitteistolle pitkän käyttöiän ja hyvän toimintavarmuuden. Tämä tarkoittaa laitteiston investointi ja käyttökeskeytys kustannusten vähene mistä. Toimintavarmuus edistää laitteiston turvallista käyttöä, joka on tärkeää ottaa huomioon huoltosuunnitelmaa laatiessa.

Kunnossapitosuunnitelmaa tehtäessä on tärkeää arvioida laitteiston kriittisyys verkon toiminnan näkökulmasta. Tässä helposti aiheutetaan ylimääräisiä kustannuksia ja laitteistoa huolletaan ns. "varman päälle". Verkossa on käytössä myös sellaisia laitteita, jotka ovat varmatoimisia, eikä niiden ennakoivalla kunnossapidolla saavuteta parempaa toimintavarmuutta. Tällöin kunnossapito voidaan toteuttaa korjaavana, jolloin laite vaihdetaan vikaantuessa. Korjaavan kunnossapidon tavoitteena on ainoastaan palauttaa vikaantunut laite takaisin toimintakuntoon. Korjaava kunnossapito on perusteltu myös silloin, jos laitteen huoltamisella ei saavuteta parempaa toimintavarmuutta tai vastaavasti kustannussäästöjä pidemmän käyttöiän takia. Korjaavaa kunnossapitoa käytettäessä on huomioitava varaosien sekä huoltohenkilöstön saatavuus. Tämä on otettu huomioon varaosien varastoinnilla sekä palvelusopimuksilla, jotka mahdollistavat nopean korjauksen. (Niemi, 2018, ss. 20-22) Tällaisia laitteita ovat esimerkiksi RTU ja SVY-laitteet. 400 kV suojauksen viestiyhteys toteutetaan kahdennettuna ja täten varmistetaan sen toiminta myös toisen yksikön vikaantuessa. RTU ja SVY laitteet lähettävät vikaantuessaan hälytyksen, jolloin laite vaihdetaan. (Naukarinen, 2020) Näiden toiminta mahdollistaa nopean tiedonsiirron mutta aseman toiminnot pysyvät käyttökunnossa näiden vikaantuessa.

Yleisimmiten käytetty malli sähköaseminen kunnossapidossa on ennakoiva kunnonvalvonta. Tämän tarkoituksena on saavuttaa hyvä käyttövarmuus ehkäisemällä laitteiden vikaantuminen. Kantaverkon eri laitteet ovat arvokkaita ja niiden toimintavarmuus erittäin kriittistä. Tämän vuoksi laitteiston kuntoa seurataan ja pyritään havaitsemaan poikkeamat ja viat siten, että ne eivät ehdi aiheuttaa käyttöhäiriöitä tai vaaratilanteita. Primäärilaitteille on perinteisesti käytetty tietyn vuosikierron mukaista visuaalista ja mittauksiin perustuvaa huoltoa. Näillä pyritään havaitsemaan vuodot, eristeviat sekä löystyneet liitokset. Toisiolaitteilla on käytössä samanlainen vuosikierron mukainen huoltomalli, jossa releet koestetaan käyttökokemuksien- sekä toiminnan kriittisyyden mukaan määritellyn huoltovälin mukaisesti. Myös varavirtajärjestelmän toiminta tarkastetaan vuosihuoltokierron mukaisesti. (Fingrid Oyj, 2011a)

## 4.2 Aikaperusteinen kunnonvalvonta

Aikaperusteisella kunnonvalvonnalla on haluttu varmistaa laitteiden pitkä käyttöikä sekä hyvä toimintavarmuus. Alueen asiantuntija huolehtii vastuualueensa laitteiston kunnosta. Laitteistojen huollot suunnitellaan ja tilataan vuositasolla. Laitetietojärjestelmästä näkee tulevat huoltotarpeet ja näiden pohjalta tehdään työtilaukset huolloille. Nämä huoltovälit ovat jokaiselle laitetyypille yksilölliset ja määriteltä laitevalmistajan suositusten, käyttökokemuksien sekä laitteen kriittisyyden mukaan. (Naukarinen, 2020) Lisäksi huoltoväliä suunniteltaessa voidaan tapauskohtaisesti ottaa huomioon laitteen käyttötapa, sijainti, todettu kunto sekä iän tuomat vaikutukset. Kuitenkin tämä huoltomalli on kallis ja vaatii paljon linjakeskeytyksiä.

Kaasueristeisessä kojeistossa eli GIS-kojeistossa kunnossapito-ohjelmaan kuuluu kausitarkastukset, lämpökuvaus, akustiset mittaukset, paineestiatarkastukset, mittaushuollot ja perushuollot. Näistä vain mittausta ja perushuolto ovat käyttökeskeytystä vaativia huoltoja. Näillä huolloilla pyritään varmistamaan laitteistolle vähintään 40 vuoden käyttöikä sekä laitteiston oikeanlainen toiminta.

Kausitarkastus suoritetaan useaan kertaan vuodessa ja siihen sisältyy kojeiston kaikkien osien silmä-määräinen tarkastus, kojeistotilojen siisteys, murtolevyjen tarkastus, kaasupainemittareiden toiminnan tarkastus sekä vuodonilmaisimen toiminta ja sen akun lataus. Lämpökuvaus toteutetaan kerran vuodessa, jolloin laitoksen ilmaeristeiset osat lämpökuvataan. Akustista mittausta käytetään osittaispurkausten, mekaanisten värähtelyjen kuten löysien liitoksien ja eristyskykyä heikentävien epäpuhtauksien ilmaisemiseen. Kojeston mittaushuolto suoritetaan kahdeksan vuoden välein ja siinä varmistetaan kytkinlaitteiden oikeanlainen toimivuus. Tällöin mitataan eristyskaasun kunto sekä suoritetaan toiminnalliset testit, kuten hälytykset, tilatiedot ja asennonosoitukset. GIS laitteistolle tehdään kattava perushuolto keskimäärin kerran kojeiston elinkaaren aikana eli 20-25 vuoden välillä. Tällöin kaikki kaasutilat avataan ja tarkastetaan kojeiston kunto, uusitaan tiivisteet ja suodattimet sekä suoritetaan mittaushuolto. Kaikissa huolloissa kirjataan poikkeamat ja mietitään niiden pohjalta mahdollisia jatko-toimenpiteitä. (Fingrid Oyj, 2012)

Primäärikojeistolla perinteisiä huoltotöitä ovat mekaanisten osien kunnon visuaalinen tarkistus, öljynäytteet, järjestelmän tiiviyn mittausta, lämpökuvaus ja ultraäänimittaus. Ultraäänimittauksella havaitaan mahdolliset eristevauriot. Öljykokeisiin sisältyy läpilyöntilujuuden sekä happoluvun mittausta. Näin toimitaan esimerkiksi katkaisjoiden kohdalla. (Fingrid Oyj, 2011a)

Tehomuuntajan yleishuollossa tarkistetaan arvokilvet, laitetunnukset, öljymäärät, öljyvuodot, radiaattorit, korroosiovauriot, maadoitukset, ulkoisten kaapelointien kiinnitykset, muuntajasäiliön kansi, läpiviennit, tiivisteet, putkistot, mahdolliset lisävarusteet, ilmakuivaimet ja suojakotelot. Nämä toimenpiteet toteutetaan visuaalisesti, puhdistetaan ja ryhdytään tarvittaessa toimenpiteisiin. Tähän kuuluu myös tuulettimien koekäyttö, apukaappien- ja käämikytkimien tarkastus sekä muuntajan ei-sähköisten suojien koestus. Tämä sisältää muunmuassa kaasureleen-, optisen lämpötilanvalvojan-, käämin lämpötilan kuvaajan, painereleen-, tankkisuojan-, suojakytkimen hälytyksen- ja ylipaineventtiilin koestuksen.

Tämän lisäksi voidaan vikakaasuanalysaattori- ja öljynkorkeuden mittari koestaa. Havaintojen pohjalta pohditaan aiheuttaako tarkastus jatkotoimenpiteitä. (Fingrid Oyj, 2011b)

Näiden kaikkien lisäksi sähkönsiirto verkossa ja asemilla on todella paljon erilaisia huoltokohteita, kuten asemarakennuksen kiinteistön- ja automaation huolto, aitojen ja sen piha-alueen kunnossapito, sähkölinjojen puuston raivaus sekä linjan huoltotyöt.

#### 4.3 Kunterusteinen kunnanvalvonta

Kunterusteinen myös toiselta nimeltään riskiperusteinen kunnanvalvonta pyrkii laskelmoimaan pisinä huoltoväliä, jolla silti pystytään varmistamaan laitteiston pitkä käyttöikä. Tämä edellyttää laitteiston reaaliaikaista seurantaa, jotta voidaan varmistaa, että mahdolliset poikkeamat laitteen toiminnassa havaitaan ajoissa. Tämä voitaisiin toteuttaa määrittelemällä laitteen kriittisyys eli toisinsanoen, miten suuren riskin laitteen vikaantuminen aiheuttaa. Voiko laite siis vikaantua häiritsemättä verkon normaalia toimintaa, jolloin laitteen vaihdolla tai korjauksella ole kiire. Tämä tapaus edustaa täten pienen riskin laitetta, joka vaihdetaan vikaantuessa. (Niemi, 2018, s. 45) Käytännön esimerkki voisi olla johtosuoja, joka on kahdennettu eli toisen vikaantuminen ei estä järjestelmän normaalia toimintaa. Toinen ääripää ovat sitten kriittiset laitteet, joiden vikaantuminen aiheuttaa pahimmillaan sähkönsiirron estymisen. Tämä voi olla esimerkiksi tehomuuntaja. Tämä pyritään estämään tehomuuntajan suureiden tarkalla reaaliaikaisella seurannalla, jolloin tilanteeseen voidaan puuttua heti, kun havaitaan poikkeamia toiminnassa.

## 5 IEC 61850 -STANDARDI

### 5.1 Yleisesti

IEC eli The international Electrotechnical Commission on maailmanlaajuinen voittoa tavoittelevan organisaatio ja se on perustettu 1906. IEC:n jäsenet koostuvat kansallisista komiteoista, jotka nimeävät edustajikseen asiantuntijoita teollisuudesta, hallinnosta, yhdistyksistä sekä yliopistoista. Nämä asiantuntijat laativat yhteistyössä kansainvälisiä IEC-standardia. (IEC, 2020)

Teknologian kehittyessä laitevalmistajat kehittivät omia kommunikaatioratkaisujaan, joka aiheutti ongelmia eri valmistajien laitteiden yhteensovittamisessa. Tämän vuoksi IEC komitea laati IEC 60870-standardin 1990-luvulla. IEC 60870-5-103 -standardi yhtenäisti asematason laitteiden digitaalisen tiedonsiirron RTU ja IED-laitteiden välillä ja se on jatko-osa kaukokäyttöä varten kehitetylle IEC 60870-5-101-standardille. (Kaukonen, 2017, s. 13) Nykyisen IEC 61850 -standardin ensimmäinen osa julkaistiin vuonna 2003, jonka jälkeen sen osioihin on tullut useita päivityksiä sekä lisäosia. Opinnäytetyön yhtenä tavoitteena oli kerätä tietoa IEC 61850 -standardin esittämistä kunnonvalvonta malleista sekä laitevalmistajien ratkaisusta toteuttaa digitaalisen sähköaseman kunnonvalvonta. Standardi itsessään on hyvin laaja, joten työhön on pyritty keräämään oleellisin tiedot tiedonsiirrosta sekä laitteistonkunnonvalvonnasta.

### 5.2 Kunnonvalvonta

Kunnonvalvonta osio eli IEC 61850-90-3 antaa ohjeistusta digitaalisen sähköaseman kunnonvalvontaan. Standardi on laadittu hyvin joustavaksi, jotta se pysyy kehittyvän teknologian mukana. Se antaa suosituksia laitteiden kriittisimmistä kohteista ja siitä, miten näiden komponenttien kunnonvalvonta kannattaisi toteuttaa. Tarpeen mukaisesti voidaan toteuttaa myös laajempaa kunnonvalvontaa esimerkiksi kriittisissä kohteissa.

### 5.3 Ilmaeristeiset kytkinlaitteet

Kytkinlaitteiden kunnonvalvontaan halutaan erityisesti panostaa niiden ollessa sähkönsiirron kannalta yksi tärkeimmistä ja kriittisimmistä laiteryhmistä. Ilmaeristeiset avokytkinlaitteet sijaitsevat ulkona vaihtelevissa olosuhteissa. Jää ja kuumuus aiheuttavat omat rasituksensa kytkinlaitteiden toiminnalle sekä kosteus ja lämpötila vaikuttavat kytkinlaitteita ohjaavaan elektroniikkaan ja niiden sijoitteluun. Perinteisesti kytkinlaitteiden kunnonvalvonta sisältää visuaalisen tarkastuksen sekä mekaanisten toimintojen testaamisen tietyn huoltovälin mukaisesti. Katkaisijan seuraaminen reaaliajassa mahdollistaa täten paremman tietämyksen todellisesta sen hetkisestä kunnosta.

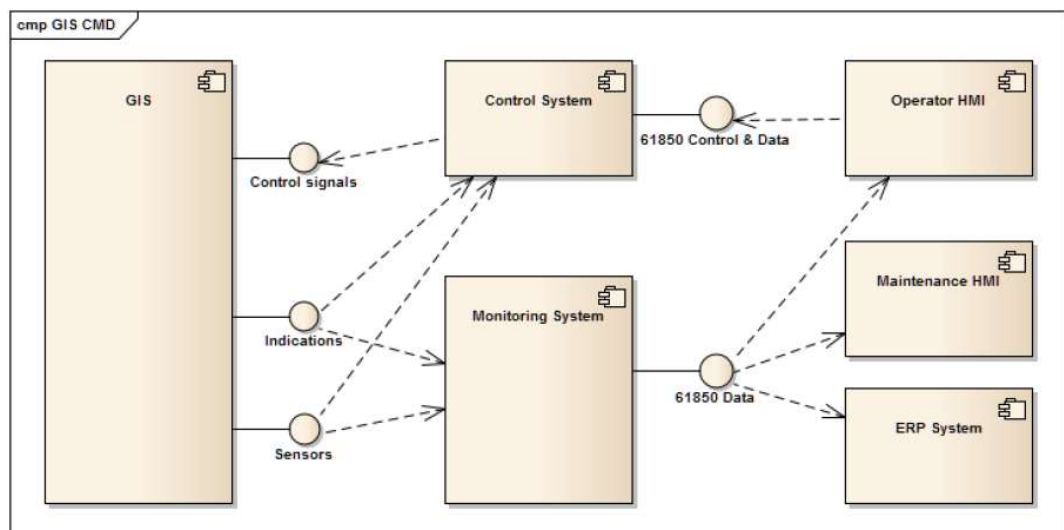
Katkaisijalta suositellaan seurattavan sen kuluneisuutta. Tämä sisältää primäärivirran mittauksen sekä katkaisijan mekaanisen liikkumisen seurannan. Tähän voidaan halutessaan lisätä muita lisämittauksia sensoreilla, kuten kontaktipintojen lämpötila tai primäärijännite. Kuluneisuuden seuranta toteutetaan samalla mallilla kuin kohdassa 5.4 esitelty GIS-kojeiston katkaisija, jossa esitellään tarkemmin mittauksen sisältö. (IEC 61850-90-3, 2016, s. 39)

Katkaisijan viritysmekanismi varastoi energiaa, jonka avulla auki ja kiinni toiminnot toteutetaan. Viritysmekanismin toiminta on tärkeää turvallisen verkosta erottamisen vuoksi, joten sen kunnonvalvontaan on IEC 61850-90-3 -standardissa laadittu useita suositeltuja mittauksia. Nämä mittaukset sisältävät pääosin ohjainmoottorin sekä vaihteiston seuranta virtatiedon ja lämpötilan perusteella. Mekanismista suositellaan myös laskettavaksi viritys kerrat kullekin jouselle, sekä mm. viritykseen kuluva toiminta-aika, jolloin pidentynyt viritysaika voi tarkoittaa viritysmekanismin kuluneisuutta. Katkaisijan mekanismin seurantaan vaikuttaa luonnollisesti se, millä periaatteella katkaisijan viritys toteutetaan. (IEC 61850-90-3, 2016, s. 43)

Erottimen kunnonvalvontaan suositellaan kevyempää ratkaisua, jossa erotinmoottorin virta-arvoja, erottimen käyttökertoja ja mekaanisten osien liikkuvuutta seurataan. Näiden pohjalta lasketaan mekaanista kuntoa, joka toimii määritellyn huoltovälin tukena. Tällöin huoltoväliä voidaan tarvittaessa pidentää, lyhentää tai pitää ennallaan. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 40-42)

#### 5.4 GIS-kojeiston kunnonvalvontamalli

GIS-kojeistot ovat pitkäikäisiä sekä toimintavarmoja, mutta niiden suljetun rakenteen vuoksi laitteiston aistinvarainen kunnonvalvonta on osittain haasteellista. Tämän vuoksi on tärkeää hyödyntää laitteistosta saatavaa kuntotietoa laitteiston huoltotarpeen määrittämiseksi. Toisaalta kojeiston huoltaminen on kallista, joten jo kustannusten takia on hyödyllistä määrittää kojeiston todellinen huollontarve. IEC 61850-90-3 -standardi on määritellyt kuntotietojen keräysmallin GIS-asemalle. Siinä laitteistolle määritellään vastuuhenkilöt eli maintenance planner, joka vastaa huoltojen aikataulutuksesta sekä maintenance worker, joka hoitaa laitteiden fyysisen korjaus- ja huoltotyön. Tämä vastaa Fingridissä käytettyä mallia, jossa asiantuntija tilaa huoltotyön palvelutoimittajalta kullekin laitteistolle määritellyn huoltovälin mukaisesti. Kuntotiedot voidaan kerätä aseman HMI-laitteelle tai vastaavasti kunnonvalvonnalle voidaan rakentaa perinteisen HMI-järjestelmän rinnalle omaksi järjestelmäkseen. Kaikki mittaustiedot tallennetaan aikaleumattuna. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 34-38)



KUVA 4. IEC 61850 -standardin mukainen tiedonsiirto GIS-kytkinlaitteilla. (IEC 61850-90-3, 2016, s. 34)

Kuva 4 kuvaa tiedonkulkua GIS ja HMI-laitteiston välillä. Tämä kuvastaa edellä mainittuja rinnakkaisia järjestelmiä, jotka voidaan toteuttaa joko omalla kunnossapito HMI-laitteella tai vastaavasti aseman HMI-laitteeseen integroituna. Kunto-, ohjaus- ja tilatietojen välittämiseen standardi suosittelee käyttämään asemaväyläratkaisua, kuten kuvan 4 esimerkissä on käytetty. GIS voidaan toteuttaa myös avokytkinkentän tapaan prosessiväylällä, mutta GIS-asemalla laitteet ovat lähempänä toisiaan, joten kaapeloinnissa ei saavuteta suurta säästöä. Prosessiväylän avulla kuitenkin mahdollistetaan laajempi kuntotietojen keräys primäärilaitteista. Prosessiväylän käyttö edellyttää avokytkinkentän tapaan joko MU-laitteiden tai epäkonventionaalisten mittamuuntajien käyttöä. Kohdassa 5.7.1 esitellään muutama ABB:n kehittämä ratkaisu GIS-aseman kunnonvalvontaan. IEC 61850-90-3 -standardi määrittelee GIS-kojeiston kunnonvalvontaa neljä erilaista seurantomallia, jotka ovat kaasunpaineen-, kuluneisuuden- ja käyttökertojen seuranta sekä käyttöiän laskenta. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 34-38)

Kriittisimpänä mittauksena GIS-kojeistolla on kaasunpaineen seuranta, jolla havaitaan vuotoja kojeistossa. IEC 61850-90-3 -standardi määrittelee vuotojen seurantaan mallin, joka sisältää useita mittauksia joista voidaan laskea kaasun häviön määrä sekä piirtää trendikäyrä, jotta tuloksista saadaan havainnollisia ja vertailukelpoisia. Ensimmäisessä mittauksessa mitataan kaasun tiheyttä tai painetta suhteessa kojeiston sisäiseen lämpötilaan. Toteutustapa riippuu käytössä olevista sensoreista. Tämän lisäksi seurataan osittaispurkausten (PD) määrää kojeiston sisällä. Standardi määrittelee tähän käytettäväksi kahta eri menetelmää.  $\Phi$ -q-n menetelmässä mitataan vaihekulma  $\Phi$ , mikä kuvaa missä kohdassa jänniteaaltoa PD-pulssi esiintyy. q kuvaa PD-pulssin suuruutta ja vastaavasti n kuvaa pulssien lukumäärää. PD-mittaus voidaan toteuttaa myös UHF-signaali mittauksella, joka on ultraäänimittaus, jossa osittaispurkauksia paikannetaan äänen ja kulkuaallon perusteella. Tätä menetelmää käytetään myös tehomuuntajan sisäisten osittaispurkausten seurantaan. PD-mittausta käytetään GIS-kojeistossa, koska osittaispurkausten esiintyvyydestä voidaan päätellä eristeaineen oikeanlainen toiminta. Eristeaineen riittämätön määrä tai huono laatu voi aiheuttaa laiterikkoja, sekä vaaratilanteita läpilyöntien sekä valokaari ilmiön vuoksi. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 34-38)

Kuluneisuuden seurannassa valvotaan pääosin kontaktipintojen kuluneisuutta katkaisijoissa. Tämä tapahtuu primäärivirran mittauksilla katkaisijan navoista sekä mittaamalla liikkuvia komponentteja. Lisäksi voidaan mitata signaalitietoja ulkoisilta antureilta. Virta-arvoista voidaan päätellä katkaisijan kuntoa, kuten katkaisijan toiminta-aika. Vastaavasti katkaisijan liikkumismatkan seurannalla voidaan valvoa, että katkaisijan erotusväli pysyy riittävän ja katkaisija toimii oikein. Ulkoisilla optisilla antureilla voidaan kerätä esimerkiksi lämpötila tai värinä tietoja, jolla saadaan lisää tärkeää tietoa laitteiston kunnosta. Näiden mittauksien jälkeen seuraa kuluneisuustiedon laskenta. Lopputuloksen saatuaan laskentaohjelma tekee raportin käyttäjälle sekä ilmoittaa, jos huollolle on tarvetta. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 34-38)

Käyttökertojen seurannassa kerätään tilatietoja esimerkiksi katkaisijan toimintakerroista. Yleensä komponenteilla on laskettu käyttökertojen määrä, jonka se kestää ilman huoltoja, joten yhdessä muiden mittausten kanssa voidaan päätellä katkaisijan todellinen huoltotarvetta. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 34-38)

Käyttöiän laskenta perustuu juuri edellä mainittuihin mittauksiin. Algoritmi laskee mitattujen arvojen perusteella laitteiston jäljellä olevan käyttöiän. Se vertailee käyttökertoja, laitteiston virta- ja lämpötila-arvojen muutoksia sekä ottaa huomioon seuraavan laskennallisesti määritellyn huoltoajan, jotta voidaan tehdä päätös huoltoajankohdasta. Tämä voidaan pitää arvioituna ajankohtana, tai tarpeen vaatiessa ennen määritelyä. Jos laitteen toiminnassa ei havaita muutoksia ja esimerkiksi toisella asemalla on kiireellisempiä laitteita, voidaan kyseisen laitteiston huoltoa siirtää. Standardi ei kuitenkaan ota kantaa siihen, miten laskenta käytännössä toteutettaisiin vaan keskittyy lähinnä siinä kerättäviin tietoihin. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 34-38)

## 5.5 Tehomuuntajan kunnonvalvonta

Sähkönsiirron toiminnan kannalta yksi kriittisimmistä komponenteista on tehomuuntaja, jonka kunnonvalvontaan on jo laajasti käytössä. Kaikki IEC 61850-90-3 -standardin määrittelemät kunnonvalvonta mallit pohjautuvat samaan kaavaan, joka sisältää sensoreiden havaitsemien hälytyksien seurannan sekä mittaustulosten pohjalta tehdyt laskelmat ja näistä tulevat johtopäätökset. Muuntajan kunnonvalvonta vaihtelee käyttäjän määrittelemien kriteerien mukaisesti. Tällöin eri komponenttien hälytyksiä voidaan jakaa tärkeysjärjestykseen mm. kriittisyyden perusteella. Tämä voidaan jakaa myös muuntaja kohtaisesti mm. vika historian pohjalta. Kunnonvalvonta malli ottaa kantaa muuntajan neljään tärkeimpään komponenttiin. Nämä ovat sydän ja käämitys, läpiviennit, jäähdytys järjestelmä sekä käämikytkin. Näiden seuranta standardi ohjeistaa tekemään yhdeksällä eri seurantamenetelmällä. Nämä menetelmät pohjautuvat osittain samoihin mittauksiin, mutta niillä seurataan eri komponenttien kuntotietoja. Kohdassa 5.6.1 esitellään ABB:n kehittämä ratkaisu muuntajan kunnonvalvontaan. Muiden valmistajien ratkaisuita ei käsitellä työssä rajauksen vuoksi. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 56-57)

Malleissa esitellyt järjestelmän antamien tietojen vastaanottajat ovat operation ja asset management. Operation tarkoittaa näissä malleissa ala-asemaa (RTU), joka lähettää tiedot valvomoon ja paikallisohejausjärjestelmään (HMI). Asset management on vuorostaan laitteiston käyttäjät, eli asiantuntijat, suunnittelijat sekä kunnossapitohenkilöstö. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 56-57)

### 5.5.1 DGA-seuranta

Ensimmäinen standardin määrittelemä ja mahdollisesti tärkein yksittäinen muuntajan kunnonvalvonta mittausta on DGA (Dissolved Gas Analysis). DGA-mittausta käytetään lähinnä havaitsemaan ongelmat muuntajan sydämen ja käämityksen osissa seuraamalla ja vertailemalla kaasun ja kosteuspitoisuuksien muutoksia. Ajantasainen muuntajan DGA-seuranta on yleisesti käytössä oleva ratkaisu yhtenä osana muuntajan kunnonvalvontaa. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 57-59)



DGA-mittauksessa sensorit mittaavat muuntajaöljyn kaasu- ja kosteuspitoisuuden sekä lämpötilan. Kaasu- ja kosteuspitoisuuksien muutosnopeutta seurataan laskennallisesti ja vertaillaan näitä aseteltuihin raja-arvoihin. Raja-arvojen määrittelyt mietitään jokaiselle komponentille käyttäjän kanssa yhteistyössä. Hälytys suoritetaan ohjelmoitujen raja-arvojen ylittyessä. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 57-59)

Eriasteiset muutokset tietyissä kaasuissa mahdollistavat vikapaikan löytämisen jatkuvassa seurannassa. Kosteuspitoisuuden seurannassa määritellään prosentuaalinen kosteussuhdearvo muuntajaöljystä. Kosteuspitoisuuden nousu muuntajaöljyssä lyhentää muuntajan käyttöikää ja aiheuttaa heikentynyttä läpilyönti jännitettä. Tähän voi olla syynä mm. vikaantunut ilmakeivä. Kosteuspitoisuuden mittauksen yhteydessä kerätään öljyn lämpötila-anturilta tieto kosteusmittauksen ajanjakson öljyn lämpötilasta, josta saadaan totuuden mukainen lopputulema siitä, onko kosteusmäärä sallituissa rajoissa. Öljyn lämpötilan mittaus sijoitetaan kosteussensorin läheisyyteen. Lämpötila vaikuttaa oleellisesti kosteuspitoisuuteen, joten eri lämpötiloissa mitattujen tuloksien vertailu keskenään voi aiheuttaa virheellisiä päätelmiä. Siirrettävä data sisältää sensoreiden mitaamat sekä lasketut arvot ja lähettää nämä tiedot aikaleimattuina määritetyille käyttäjälle. Sensoreilta tuleva data siirretään toimintayksikölle yksisuuntaisena tiedonsiirtona ja tämä voidaan toteuttaa vapaasti halutulla tiedonsiirtoprotokollalla. Tiedonsiirtoa käydään tarkemmin läpi kohdassa 5.5. Mitattu ja laskettu data varastoidaan historiatietoihin aikaleimattuna. Historia tietojen tallennustapaan tai säilytysjaksoon ei IEC 61850 -standardi ota kantaa. Mallissa on määritelty järjestelmän haltijalle pääsy sekä historiatietoihin, että suoraan vastaanotettavaan dataan. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 57-59)

### 5.5.2 PD-mittaus

PD (Partial discharge) tarkoittaa osittaispurkausten seurantamittausta. Osittaispurkausten seuranta on tärkeää, koska ne aiheuttavat laiterikkoja ja vaarantavat työturvallisuutta. Osittaispurkauksessa sähkövaraus löytyy kulkuväylän eristeaineessa olevan epäpuhtauden, ylittyneen eristeen sähkönlujuuden tai vikaantuneen komponentin kautta. Tämä voi aiheuttaa corona, pintavirta tai valokaari ilmiöitä. IEC 61850 -standardi suosittelee kriittisissä kohteissa muuntajan seuranta sekä PD, että DGA-menetelmin, mutta näillä menetelmillä seurataan samojen komponenttejen vikaantumista, joten monesti riittää myös toisella menetelmällä toteutettu seuranta. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 59-61)

PD-seurantaan käytetään kahta toteutustapaa eli akustinen ja sähköinen seuranta. Akustista mittausta käytetään muuntajien ja eristimien osittaispurkausten paikantamiseen. Yleisesti käytetty mittaustapa on ultraäänimittaus, jossa osittaispurkaus paikannetaan äänen ja kulkuaallon perusteella. Sähköistä mittausta käytetään mm. kaapeleissa olevien osittaispurkausten paikantamiseen kulkuaaltoihin ja heijastumiin perustuvalla mittauksella. (Lantto, 2015, s. 31)

PD-mittaustulosten seuranta on yksinkertaista. Määritellyn raja-arvon ylittyessä toteutetaan hälytys. Muiden mittaustietojen tapaan PD-mittaustulokset tallennetaan aikaleimattuna historiatietoihin. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 59-61)

### 5.5.3 Tehomuuntajan lämpötilan seuranta

Muuntajan komponentit altistuvat helposti ylikuumenemiselle sekä korkeille lämpötiloille. Tämä aiheuttaa komponenttejen ennenaikaista ikääntymistä sekä laiterikkoja. Komponenttien lämpötilojen seurannalla voidaan myös tehokkaasti valvoa jäähdytysjärjestelmän toimivuutta. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 61-63)

Muuntajan lämpötilan seuranta sisältää useita mittauksia. Tämä on tärkeää koska muuntajan kuormitusta säädetään käämityksen lämpötilan perusteella. Jotta muuntajan kuormitus ei aiheuta ylikuumenemista täytyy käämityksestä löytää kuumin piste eli ns. "hot spot" lämpötila. Tähän on kehitelty erilaisia mittaustoteutusratkaisuita, kuten optisen kuitusensorin lisääminen käämitykseen. Tämä anturi mittaa käämityksen lämpötilaa koko käämityksen matkalta, ja täten pystytään paikallistamaan todellinen käämityksen kuumin piste. "Hot spot" piste voidaan myös määrittää laskennallisesti, mutta tällöin laskennan epätarkkuus on otettava huomioon. Laskenta kaavoihin ei IEC 61850 -standardin kunnonvalvontaosuus ota kantaa. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 61-63)

Muuntajaan kuormittaminen yli sisäisen selluloosaeristeen kestämän lämpötilan lyhentää muuntajan käyttöikää merkittävästi. Selluloosa eristepaperi määrittää muuntajan käyttöiän ja tämän vuoksi pitkäaikaista eristepaperin ylikuumenemista muuntajan ylikuormittamisella tulisi välttää.

Kuormituksen säätöä varten mitataan myös muuntajan kuormitusvirta. Kuormitusvirta mitataan joko suoraan mittausanturilla tai vastaanotetaan tieto IED-laitteelta. Virtatiedon sekä "hot spot" lämpötilan avulla voidaan seurata muuntajan kuormitusastetta ja sitä paljonko muuntajaa voidaan ylikuormittaa pidempi aikaisesti aiheuttamatta vaurioita muuntajan komponenteille.

Lämpötilan mittaukseen kuuluu myös pinta- ja pohjaöljyn lämpötilan mittaus. Näissä lämpötilatieto kerätään muuntajan sisään sijoitetuilla lämpötila-antureilla. Öljyn lämpötila vaikuttaa öljyn tilavuuteen sekä käyttöikään. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 61-63)

### 5.5.4 Eristeen ikääntymisen seuranta

Muuntajan eristeenä käytetään öljyn lisäksi selluloosa paperia. Eristepaperi määrittelee muuntajan käyttöiän, koska sen uusiminen edellyttää muuntajan avaamista. Eristepaperin kunnonvalvonta perustuu laskentaan, koska esimerkiksi kosteuden mittaus ajantasaisesti eristepaperista on todella haastavaa, ellei jopa mahdotonta. Laskennassa käytetään edellä esiteltyjä mittauksia eli öljyn- ja käämin "hot spot" lämpötilaa sekä muuntajaöljyn kosteuspitoisuutta. Kosteus aiheuttaa eristepaperin hapettumista ja vastaavasti suuret lämpötilat haprastuttavat eristepaperia, jolloin sen käyttöikä lyhenee merkittävästi. Eristepaperin eristävyys heikentyessä voi esiintyä osittaispurkauksia. Nämä aiheuttavat laiterikkoja ja vaarantavat työturvallisuutta. Muuntaja on sähköaseman kallein komponentti, joten jäljellä olevan käyttöiän arvioiminen helpottaa investointipäätöstä ja mahdollistaa sen tekemisen todellisen tarpeen mukaisesti. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 63-66)

### 5.5.5 Muuntajaöljyn kuplinta

Muuntajaöljyn kupliminen on seurausta liiallisesta ylikuormituksesta eli käämityksen liiallisesta kuumenemisesta. Satunnainen ylikuormittaminen voi olla välttämätöntä, joten on tarpeellista määrittää ylikuormituksen rajat käämityksen lämpötilan mukaan. Muuntaja öljyssä olevat kaasut ja kosteus heikentävät öljyn kuormituskestävyyttä, joten niiden huomioon ottaminen on erityisen tärkeää kuplimislämpötilan arvioinnissa. Kuplimislämpötila määritetään laskennallisesti käyttäen öljyn kosteuspitoisuutta sekä öljyn ja kuumimman pisteen lämpötilaa. Kupliminen aiheuttaa öljyn ominaisuuksien heikkenemistä, jolloin eristepaperi ja öljy vioittuvat aiheuttaen osittaispurkauksia ja lopulta muuntajan rikkoutumisen. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 66-67)

### 5.5.6 Läpivientien kunnonvalvonta

Kohdassa 5.4.2 esitelty PD-menetelmä on yksi toteutusvaihtoehto läpivientien kunnon mittaukseen. Tämä voidaan toteuttaa myös  $\tan \delta$ , summavirtojen ja läpivientien kapasitanssin seurannalla. Virtamittauksella selvitetään läpivientien vuotovirran suuruus ja vastaavasti mitataan läpiviennin kapasitiivinen jännite liitoksista. Näiden mitattujen arvojen avulla lasketaan  $\tan \delta$ , kapasitanssi ja summavirrat. Läpiviennit ovat usein posliinista valmistettuja öljyeristeisiä komponentteja. Eristeen rikkoutuminen voi aiheuttaa läpilyöntejä sekä valokaari ilmiöitä läheisiin osiin, kuten muuntajan kanteen. Näiden aistinvarainen paikantaminen on usein haastavaa, joten mittauksella voidaan varmistaa läpivientien todellinen kunto. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 67-69)

### 5.5.7 Jäähdytysjärjestelmän kunnonvalvonta

Jäähdytysjärjestelmän toiminta on tärkeä osa muuntajan kuormituksen säädössä. Muuntajaöljyn jäähdytys mahdollistaa muuntajan kuormittamisen suuremmilla tehonsiirroilla ilman, että muuntaja rasittuu liikaa liian lämpenemisen vuoksi. Toimiva jäähdytysjärjestelmä on tärkeä varsinkin kuumissa olosuhteissa huippukuormituspiikkien aikana. Muuntajan jäähdytysjärjestelmän seuranta sisältää useita samoja mittauksia edellä mainittujen seurantamallien tapaan. Siinä mitataan jäähdytyksen suorituskyky kuormitusvirran, ulkolämpötilan, kannen öljynlämpötilan sekä itse jäähdytysjärjestelmän kapasiteetin avulla. Jäähdytysjärjestelmän kapasiteetin määrittämiseen käytetään tuulettimien ja pumppujen virta mittauksia sekä käyttöaika tietoja. Pumppujen ja tuulettimien käyttämää virtaa verrataan arvioituihin sekä aikaisempiin arvoihin, josta voidaan seurata tuulettimien tilaa ja kuluneisuutta esimerkiksi trendikäyrällä. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 69-72)

### 5.5.8 Sensoreihin perustuva kunnonvalvonta

Muuntajan kunnonvalvonnassa käytettävien sensoreiden lukumäärä ja käyttötarkoitus riippuvat muuntajatyypistä sekä valmistajasta. Paineen- ja kaasupitoisuuksien äkillisten muutoksien nopeaan seurantaan standardi suosittelee käytettäväksi Buchholz-relettä. Muiden sensoreiden tehtävä on seurata öljyntasoa, -painetta sekä öljynpaisunta säiliön kalvon repeämiä. Näillä voidaan havaita mahdollisia vuotoja sekä laajentumia, jotka nostavat painetta säiliössä. Nämä mittaukset toteutetaan pääosin öljynpaisuntasäiliöstä tai sen öljynkiertoputkistoista. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 72-74)

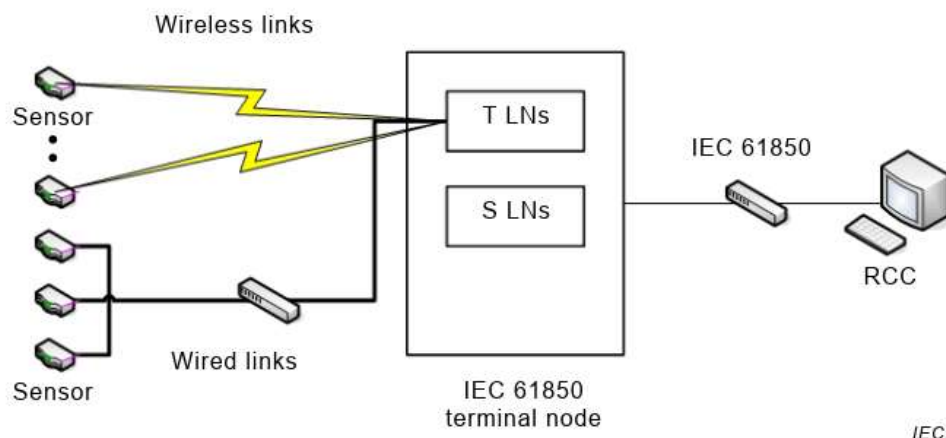
### 5.5.9 Käämikytkimen kunnonvalvonta

Viimeinen IEC 61850-90-3 -standardin suosittelemana muuntajan kunnonvalvontamittaus on käämikytkimen seuranta. Tämä sisältää useita mittauksia ja näiden tarkoitus on seurata käämikytkimen käyttötietoja, käyttökertoja, kuluneisuutta, öljyn lämpötilaa muuntajalta sekä käämikytkimeltä, öljyvuoja, öljyn kaasupitoisuutta, öljynsuodattimen toimintaa sekä läpilyöntilujuutta. Käämikytkin koostuu useista eri komponenteista sekä sisältää useita kontaktipintoja ja on tärkeä komponentti muuntajan säädössä, joten sen seuranta on syytä kiinnittää huomiota. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 81-89)

Mittaukset sisältävät moottorin virta-arvojen, akselin vääntömomentin, asentotietojen keräämisen valintakytkimeltä sekä toimintojen aloitus- ja lopetusaikojen seurannan. Aloitus- ja lopetusaikojen seurannalla voidaan laskea todellinen käyttöaika sekä käyttökerrat, jotka tallennetaan historiatietoihin muiden tietojen tapaan aikaleimattuina. Käämikytkimen kuluneisuutta seurataan kuormitusvirrasta sekä toimintoihin kuluneen ajan perusteella. Näille määritellään raja-arvot, joiden perusteella lasketaan sekä arvioidaan käämikytkimen kontaktipintojen kuluneisuutta. Öljynlämpötilaa seurataan ja verrataan muuntajan öljynlämpötilaan. Tämän avulla varmistetaan, ettei käämikytkimessä ole laite- tai kontaktivikoja, jotka voisivat aiheuttaa lämpenemää. Käämikytkimen rele seuraa läpilyöntien aiheuttamia kaasupurkauksia. Tällä pyritään suojaamaan laitetta vikaantumiselta. Öljynsuodatinyksikön kuntoa valvotaan yksinkertaisesti käyttökertojen ja määrän laskennalla. Öljynsuodatinyksikkö on kuitenkin varmatoiminen, joten IEC 61850-90-3 -standardi ei määrittele siihen tarkempia mittauksia. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 81-89)

### 5.6 Datamallit ja tiedonsiirto

Kunnonvalvonnan mahdollistavat laitteet vaihtelevat yksittäisistä antureista suuria datamääriä siirtäväksi IED-releiksi. Tämän lisäksi ne voivat sijaita asemarakennuksessa lähellä LAN/WAN-kytkintä tai ulkokentällä kaukana Ethernet-liitynnästä, joten on käytännöllistä määritellä myös muita tiedonsiirtotapoja.

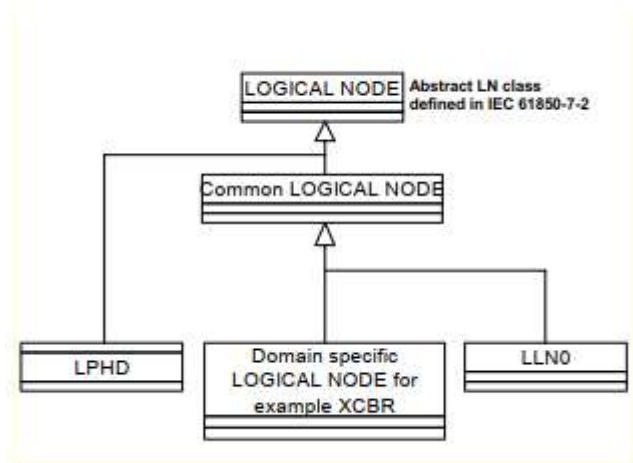


KUVA 5. Sensoreiden tiedonsiirto (IEC 61850-90-3, 2016, s. 129)

Kuva 5 havainnollistaa tiedonkulkua sensoreiden ja RCC (käyttökeskus) välillä. Sensoreilta toiminta yksikölle (terminal node) välitettävä tieto on yksisuuntaista mutta tiedon siirtotapaa ei ole standardissa

määritelty. Täten näiden väliseen tiedonsiirtoon voidaan käyttää valmiita tiedonsiirtoprotokollia, kuten Bluetooth tai myös laitevalmistajien itse kehittämiä. Tiedonsiirtoyksikön tarkoituksena on muuntaa sensoreilta tuleva tieto IEC 61850 -standardin mukaiseen muotoon, jolloin tieto voidaan välittää välissä käyttökeskukseen. (IEC 61850-90-3, 2016, ss. 128-129)

Datamalli sisältää älykkään IED-laitteen, joka on nimetty fyysiseksi laitteeksi (PD). Jokaiselle PD-laitteelle määritellään oma IP-osoite tiedonkulkua varten, sekä lisäksi PD sisältävää yhden tai useamman loogisen laitteen (LD) riippuen käyttötarkoituksesta, mutta tämän määrittämiseen ei standardi anna tarkempaa ohjeistusta. Looginen laite on yksi toimintakokonaisuus, kuten suojaustoiminnot tai ohjauskomennot. Tällöin suojaustoiminnot ovat yksi looginen laite ja se koostuu useista loogisista solmuista (LN). Loogiset solmut puolestaan koostuvat kuvan 6 mukaisesti laitteen fyysisiä ominaisuuksia kuvaavasta solmusta (LPHD), ominaisuuksia kuvaavasta solmusta (LLNO) sekä laitteelta tulevista mittaus-, tila- tai ohjaustiedoista. (IEC 61850-7-4, 2010, ss. 19-21)



KUVA 6. Tiedonsiirto solmujen välillä (IEC 61850-7-4, 2010, s. 21)

Loogiset solmut jaetaan useaan eri ryhmään toimintojensa mukaisesti. Ryhmittelyn lisäksi ne määritellään ryhmänsä toimintojen, mittausten ja tilatietojen mukaisesti, jotta tiedetään mitä dataa kukin mittaus tarkoittaa. Taulukko 1 kuvaa ryhmäjaottelua. Loogisen solmun mittaustieto voisi täten olla esimerkiksi SPRT HPTmpAlm, joka tarkoittaa S ryhmää (kunnonvalvonta). PRT vastaavasti tehomuuntajaa ja HPTmpAlm on lyhenne käämityksen kuumimman pisteen (hotspot) lämpötilan hälytyksestä. Standardissa on määritelty suuri määrä loogisten solmujen lyhenteitä, mutta se myös mahdollistaa uusien lisäämisen jatkuvasti kehittyvän laitekannan vuoksi. Näiden avulla voidaan olla varmoja mitä juuri kyseinen mittaus-, tila- tai ohjaustieto tarkoittaa. (IEC 61850-7-4, 2010, ss. 19-21)

TAULUKKO 1. Loogisten solmujen luokittelu (IEC 61850-7-4, 2010, s. 19)

Group indicator	Logical node groups
A	Automatic control
B	Reserved
C	Supervisory control
D	Distributed energy resources
E	Reserved
F	Functional blocks
G	Generic function references
H	Hydro power
I	Interfacing and archiving
J	Reserved
K <sup>a</sup>	Mechanical and non-electrical primary equipment
L	System logical nodes
M	Metering and measurement
N	Reserved
O	Reserved
P	Protection functions
Q	Power quality events detection related
R	Protection related functions
S <sup>a</sup>	Supervision and monitoring
T <sup>a</sup>	Instrument transformer and sensors
U	Reserved
V	Reserved
W	Wind power
X <sup>a</sup>	Switchgear
Y <sup>a</sup>	Power transformer and related functions
Z <sup>a</sup>	Further (power system) equipment

Kuten taulukosta 1 käy ilmi tarkoittaa kuvassa 5 näkyvä lyhenne T LNs sensoreita sekä mittamuuntimia. Vastaavasti looginen solmu S LNs kuvaa valvonta ja kunnonseuranta toimintoja. Kuvan 5 tapauksessa toimintayksikkö muuntaa tiedon IEC 61850 -standardin mukaiseen väylään soveltuvaan digitaaliseen muotoon. Prosessiväylällä toteutetussa järjestelmässä toimintayksikkö tarkoittaa MU, SAMU tai muuta digitaalista ohjainlaitetta ja vastaavasti perinteisessä ratkaisussa kenttätason IED-laitetta. Taulukossa 1 yliviitteellä "a" merkityt loogiset solmut ovat prosessitason ryhmiä. Tällöin ne toteutetaan joko prosessiväylällä tai perinteisessä ratkaisussa johdottamalla suoraan kenttätason IED-laitteille. (IEC 61850-7-4, 2010, ss. 19-21)

Datamallit mahdollistavat yhtenäisen datan kuvauksen eri tiedonsiirtoprotokollia käytettäessä. Tiedonsiirron standardoiminen on myös tärkeää, jotta eri laitevalmistajien laitteet toimitivat keskenään. Kolme tärkeintä tiedonsiirtoprotokollaa ovat SV, MMS ja GOOSE.

SV (Sampled Values) -protokollaa käytetään siirtämään analogisia mitattuja arvoja sensoreilta IED-laitteille prosessiväylän kautta. Mitattuja arvoja ovat mm. virta ja jännite. MU-laitteella analoginen mittaustieto muunnetaan digitaaliseen muotoon ja lähetetään SV-viestinä IED-laitteelle. Tiedot ovat

tunnistettavissa MAC-osoitteesta ja kyseiselle mittaukselle määritellystä tunnisteesta. Tiedon lähetyksen jälkeen viesti on voimassa uuden viestin vastaanottamiseen asti, jolloin vanha viesti ylikirjoitetaan. (IEC 61850-90-4, 2013, ss. 30-32)

GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) viestit ovat tapahtumapohjaisia ja niitä käytetään IED-laitteiden väliseen kommunikointiin. Määriteltyjen raja-arvojen ylittyessä IED-laite luo tapahtuman ja lähettää GOOSE-viestin määritellyille tilaaja laitteille asemaväylään. Viesti voi sisältää esimerkiksi katkaisijan laukaisukäskyn. Vastaanottaja ei kuittaa GOOSE-viestejä, joten viesti lähetetään useaan kertaan perille pääsyn varmistamiseksi. GOOSE-viesteissä käytetään sekä ylikirjoittamista, että jonotusperiaatetta. Jos edellistä viestiä ei ole voitu prosessoida jää uusi viesti jonoon. GOOSE-viestit tunnistetaan SV-viestien tapaan MAC-osoitteesta, sekä datamallin mukaisesta tunnisteesta. GOOSE-viestit mahdollistavat täten kentän sisäisen, kuin myös eri kenttien IED-laitteiden välisen kommunikoinnin. (IEC 61850-90-4, 2013, ss. 30-32)

MMS (Manufacturing Message Specification) -viestit toteutetaan asiakas-palvelin periaatteella. Asiakas kuvaa ala-asemaa tai muuta ylemmän tason laitetta. Palvelin vastaavasti kuvaa IED-laitetta, kuten suojaletkettä. Asiakas lähettää pyynnön haluamastaan tiedosta palvelimelle. Palvelin lähettää asiakkaan haluaman datan, joka on tunnistettavissa IP-osoitteestaan. Palvelin voi myös lähettää havaitsemaansa dataa oma-aloitteisesti. Palvelin voi välittää tiedon usealla sille määritellylle asiakkaalle ja jokaista määriteltyä asiakasta se kohtelee erikseen, asiakkaan esittämien pyyntöjen perusteella. Asiakas voi käytännössä olla siis esimerkiksi valvomo tai ala-asema. (IEC 61850-90-4, 2013, ss. 30-32)

## 5.7 Verkkotopologia

Datamallin ja tiedonsiirron lisäksi on tarpeellista määrittää, millaisessa verkossa viestit välitetään. Verkko koostuu väyläkytkimistä, väyläkaapelista ja IED-laitteista. Tiedonsiirto halutaan toteuttaa siten, että yksittäisen laitteen vikaantuminen ei aiheuta katkosta tiedonkulkuun. Tämä voidaan toteuttaa helpoiten rengas- tai kahdennetulla tähtitopologialla. Alla käsitellään rengas ja kahdennettua tähtitopologiaa prosessiväylän kannalta.

Rengastopologiaa käytettäessä prosessiväylässä yhdistetään kaikki digitaaliset laitteet peräkkäin väylään. Tällöin yhteen pisteeseen voi tulla vika ja tieto siirtyy tällöin toista reittiä. Rengastopologiaa käytettäessä samassa väylässä on suuri määrä laitteita. Tämä hidastaa tiedonsiirtoa ja rajoittaa laitemäärää. Rengastopologia on kuitenkin edullinen vähäisen kaapelointi tarpeen vuoksi sekä varmatoiminen, joten pienemmissä laitekokonaisuuksissa se on harkinnan arvoinen ratkaisu. (IEC 61850-90-4, 2013, ss. 90-91) (Kaukonen, 2017, ss. 29-31)

Kahdennetussa tähtitopologiassa käytetään kahta tietoliikennesiltaa, jotka yhdistetään laitekohtaisesti väylään. Prosessiväylä ratkaisuissa tämä aiheuttaa suuren määrän kaapelointia, koska jokaiselle digitaaliselle laitteelle täytyy kaapeloida oma väyläkaapeli molemmilta tietoliikennesilloilta.

Tällöin toisen tietoliikennesillan tai yksittäisen väyläkaapelin vikaantuminen ei vaikuta järjestelmän toimintaan ja on täten varmatoiminen ratkaisu. Tietoliikenne silta yhdistetään suoraan toisiopuolen IED-laitteisiin, kuten suojareleeseen tai kenttäohjausyksikköön. Tietoliikennesillan tehtävä on mahdollistaa kaikkien digitaalisen primäärilaitteiden liittäminen prosessiväylään lisäämällä toisilaitteiden väylä ulostuloja. Joissain digitaalisissa ohjainlaitteissa väyläliitäntäpaikkoja on rajallinen määrä, jolloin erilliset suojaus ja ohjausväylät eivät ole mahdollista toteuttaa kahdennettuna. Väyläkaapelointia voidaan vähentää sijoittamalla tietoliikennesillat mahdollisimman lähelle kytkinlaitteita. Tällöin on kuitenkin otettava huomioon asennusolosuhteet sekä varmistettava elektroniikalle riittävä toimintaympäristö laitekaapissa. (IEC 61850-90-4, 2013, ss. 89-90) (Kaukonen, 2017, ss. 29-31)

## 5.8 Laitevalmistajien ratkaisut kunnonvalvontaan

Työssä käydään läpi ABB:n, Siemensin sekä Ge Grid:n tarjoamia ratkaisuita digitaalisen sähköaseman kuntotietojen keräämiseen sekä kunnonvalvontaan. Näiden valmistajien valikoimasta on valikoitu läpi käytäväksi sellaisia ratkaisuita, jotka edistävät ja mahdollistavat siirtymisen laitteiston kuntoperusteiseen kunnonvalvontaan. Tiedot ovat kerätty nettisivustoilta löytyvistä esitteistä sekä myyntiedustajilta sähköpostitse sekä yritysvierailujen yhteydessä haastatteluilla.

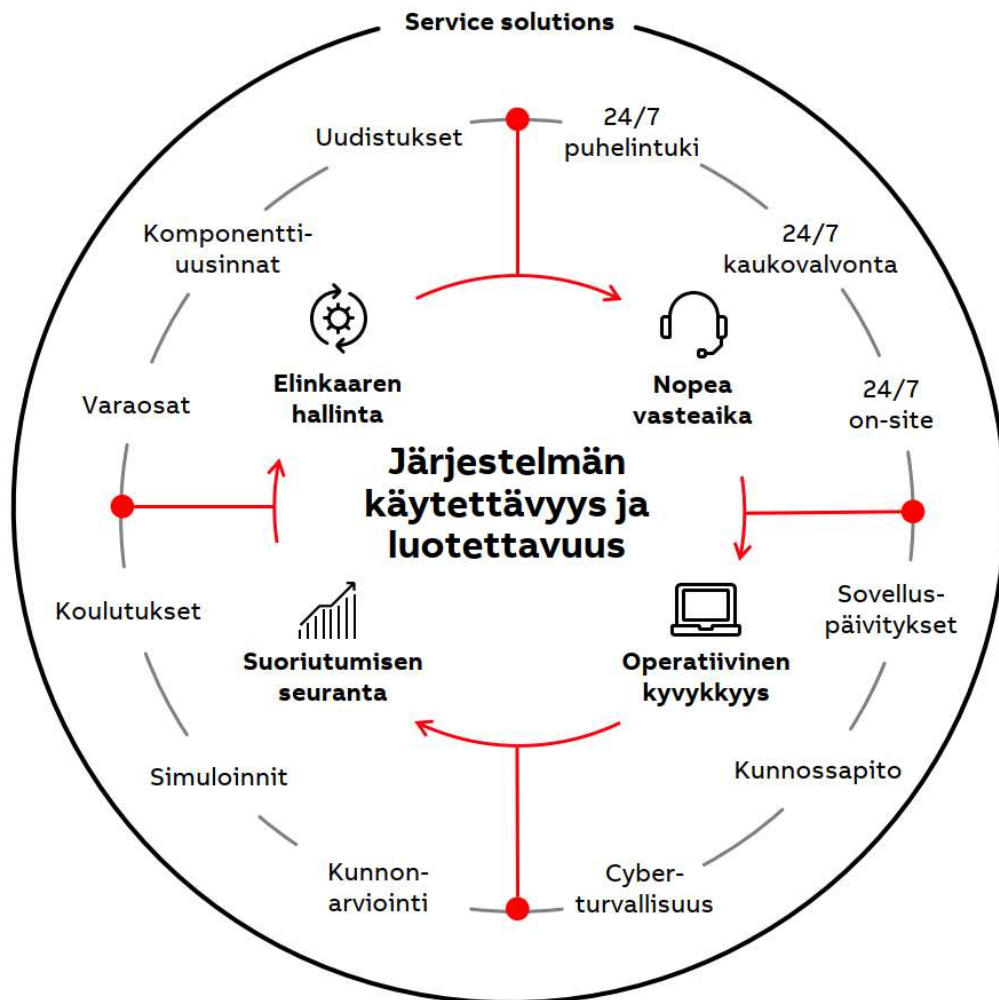
### 5.8.1 ABB

ABB on kehittänyt useita digitaalisen kunnonvalvonnan mahdollistavia laitteita. Se valmistaa digitaalisen sähköaseman mahdollistavia primääri-, merging unit-, tehomuuntajan seuranta- sekä toisilaitteita. ABB on kehitellyt CO<sub>2</sub>- pohjaisen kaasuseoksen, jota käytetään LTB AirPlus katkaisijan sekä DCB LTB AirPlus erottavan katkaisijan eristämiseen 110 kV laitteistoissa. Tällä halutaan vähentää SF<sub>6</sub>-kaasun aiheuttamia ilmastopäästöjä sekä edistää puhdasta sähkönsiirtoa. (ABB, 2019) Myös älykäs väyläliitäntäinen kytkinlaitteiden Motor Drive Operating mechanism järjestelmä on kehitetty mahdollistamaan digitaalinen tiedonsiirto GIS-asemalla. Tämä mahdollistaa kuntotietojen keräämisen suoraan kytkinlaitteilta. (ABB, 2017)

Muuntajan kunnonseurantaan ABB on kehittänyt useita eri antureita valvomaan muuntajan toimintaa, kuten CoreSense, CoreSense M10, eSDB, eOLI, eWTI/eOTI, eBR JA ePRD. CoreSense mittaa jatkuvasti muuntajan vety- sekä kosteuspitoisuutta muuntajaöljystä, jotta kriittiset viat havaittaisiin ajoissa. CoreSense M10 on toiminnaltaan samanlainen, mutta mittaa laajemmin useita eri kaasuja muuntajaöljystä, kuten vetyä, metaania, asetyleeniä, etyleeniä, etaania, häkää, hiilimonoksidia, propaania, propeeniä sekä myös kosteutta. eSDB on muuntajaöljyn kuivain, jolla estetään kosteuden pääsy muuntajaöljyyn. Laite imeyttää jatkuvasti öljynkosteutta kahdella piidioksidi tankilla, jolla varmistetaan kosteuden poistuminen öljystä. eOLI muuntajaöljyn määrän indikointi, joka seuraa jatkuvasti öljypinnan tasoa. eWTI / eOTI seuraa jatkuvasti muuntajaöljyn sekä käämityksen lämpötilaa. eBR Buchholz-relay seuraa kaasun tiheyttä sekä eristeiden nesteen tiiveyttä ja valvoo täten vuotoja. ePRD mittaa muuntajan painetta ja pystyy tarvittaessa laskemaan sitä raja-arvojen ylittyessä. (ABB, 2018)



SAM600 merging unit -laitteen tarkoitus on muuntaa perinteinen virta- tai jännitemuuntaja IEC 61850-standardin mukaista prosessiväylää tukevaksi digitaalseksi laitteeksi. Tällöin tiedonsiirto toteutetaan primäärlaitteelta kuparikaapeleita pitkin MU-laitteelle. Tämä vähentää kaapelointiastetta sekä mahdollistaa laajemman tietojen keräämisen. MU-laite voidaan sijoittaa joko kentän jakokaappiin tai asemarakennukseen. Jakokaappi asennuksessa on varmistettava riittävä lämpö sekä kuivuus kaapin sisällä. Tämä on kuitenkin järkevämpi toteuttaa, jotta saavutetaan hyödyt kaapeloinnissa. (ABB, 2019)



KUVA 7. ABB Kunnossapidon palvelut (Turkia, 2020)

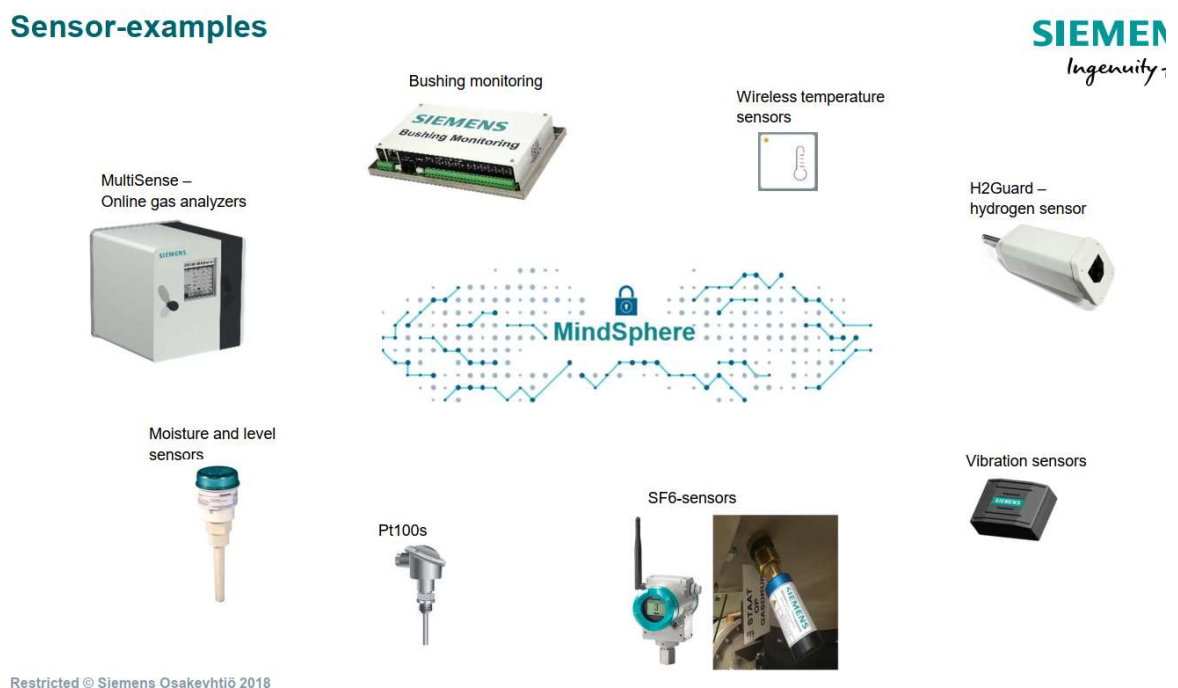
ABB on kehittänyt oman RelCare nimisen loppukäyttösovelluksensa sähköasemien älykkääseen kunnonvalvontaan. Ohjelma on vielä pilottikäytössä ja se kuuluu yhtenä osana ABB kunnossapito palvelusopimusta. Kunnossapitopalvelun laajuus voidaan määritellä sopimusvaiheessa. Järjestelmä kerää rtu:lta kuntotietoja, kuten virta, toiminta aika ja lämpötila. Näiden pohjalta algoritmi tekee laskelmat. Kuitenkin ohjelmisto on vielä kehitysvaiheessa ja laskenta perustuu virtatietoihin mutta tähän on varmasti tulossa parannuksia ohjelmiston kehittyessä. Myös laitteistojen ohjaukset voidaan toteuttaa RelCaren kautta. RelCare voitaisiin toteuttaa jo nykyisellä asematoteutuksella, jossa käytössä on asemaväylä. Kun palvelusopimus tehdään, järjestelmä rakennetaan asemavalvomoon rinnalle tai vastaavasti yhdistetään asemavalvomoon kanssa yhdeksi päätteeksi. Järjestelmällä voidaan välittää laitteiston ohjaukset sekä kerätä kuntotietoja laitteista.

Ohjelman näkymää voidaan muokata asiakkaan toiveiden mukaisesti. Fingridin tapauksessa ohjaukset hoidetaan kantaverkkokeskuksen kautta, joten järjestelmä valvoisi ainoastaan laitteiston kuntoa. Ohjelmaan voidaan tehdä laitekohtaisia visuaalisia diagrammeja selkeämmän ulkoasun saavuttamiseksi. Järjestelmää käyttöönottaessa määritetään ensimmäiseksi laitteiston sen hetkinen kunto. Seuraavaksi määritetään suositeltu huoltoväli laitteen toiminnan kriittisyyden mukaan. Tämän jälkeen järjestelmä seuraa laitteiston kuntoa sille määritellyn tärkeyden ja mitattujen arvojen perusteella. Määritellyn huoltoajan lähestyessä ohjelma antaa laskemiensa tietojen perusteella siirretäänkö huoltoa myöhemmäksi, aikaisemmaksi vai tehdäänkö se silloin kuin se on alustavasti suunniteltu. Laitteiston tilaa voidaan seurata koko ajan laitekohtaisesti reaaliajassa. ABB palvelusopimus sisältää itse Relcare järjestelmän, asiantuntijapalvelut, päivystyspalvelun, sekä myös varaosapalvelut. Jokaiselle asemalle tulee alasema lähetin, jotka yhdistetään pääyksikköön, jonka alle voidaan määritellä asiakkaan kaikki asemat ja ohjata niitä. Omiin asemanäkymiin voidaan määrittää eri asteisia käyttöoikeuksia niitä tarvitseville. (Turkia, 2020)

## 5.8.2 Siemens

Siemens on kehittänyt oman IoT-pohjaisen MindSphere-loppukäyttösovelluksensa sähköasemien älykkääseen kunnonvalvontaan. Tämä avointaprotokollaa hyödyntävä järjestelmä toimii myös muiden laitevalmistajien laitteiden kanssa. Järjestelmä on kokeiluvaiheessa Siemensin omassa demoympäristössä. Järjestelmä ei vielä pysty määrittämään kuntoluokitusta, mutta tämä on vielä kehityksessä. MindSphereen voidaan liittää ulkoisia antureita laajemman tiedonkulun mahdollistamiseksi.

### Sensor-examples



Restricted © Siemens Osakevhtiö 2018

KUVA 8. MindSphere sensorit (Naukkarinen R. , 2020)

Kuvasta 8 nähdään MindSphereen liitettäviä lisälaitteita. Näiden lisäksi järjestelmä mittaa virta- ja tilatietoja primäärilaitteilta. Nämä kaikki tiedot ovat nähtävissä järjestelmässä koottuna ja tulevaisuudessa mahdollisesti myös osana kuntoluokitusta.

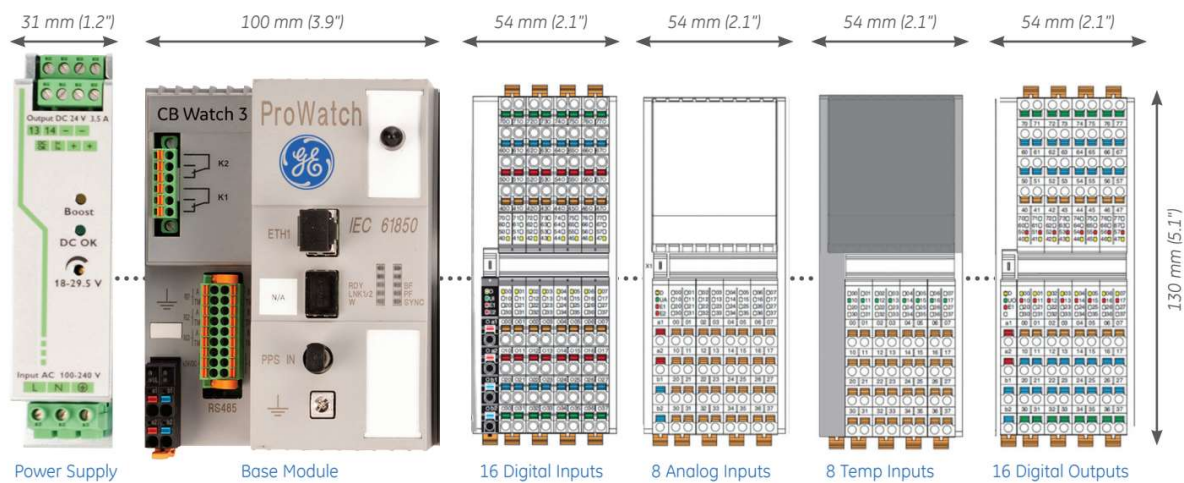
MindSphere on tarkoitettu ainoastaan kunnonvalvontaan eikä sillä ole tarkoitus toteuttaa ohjauskäskyjä. Tämä vähentää virheohjauksia ja lisää järjestelmän turvallisuutta. (Naukkarinen R. , 2020)

### 5.8.3 GE GRID

GE Grid on pitkällä digitaalisen sähköaseman kehityksessä. Heiltä löytyy useita erilaisia IEC 61850 -standardia tukevia laitteita ja ohjelmistoja. Kentän primäärilaitteille GE Grid on kehittänyt prosessiväylää tukevia digitaalisia erotinohjaimia, optisia virta- ja jännitemuuntajia, merging unit laitteita sekä muuntajan kunnonvalvontaan soveltuvia Kelman-yksiköitä. (GE Grid, 2020) Koko sähköasema laitteiston ohjaukset sekä kuntotietojen keräys onnistuu DS Agile aView -järjestelmän avulla. Tämä HMI-järjestelmä mahdollistaa kaikkien sähköasemaohjauksien sekä tilatietojen välittämisen yhdellä ohjelmalla. Siihen saadaan kerättyä ja koottua kuvaus tehomuuntajan, varavoimajärjestelmän sekä kytkinlaitteiden kunnosta. (GE Grid, 2018) Työn rajauksen vuoksi työssä esitellään muutama heidän tarjoama ratkaisunsa.

COSI-CT & VT optisen virta- ja jännitemuuntajat mahdollistavat kytkinkentän fyysisen mittojen pienentämisen yhdessä muiden digitaalisten kytkinlaitteiden kanssa. Optisen virtamuuntajan toiminta perustuu Faradayn-ilmiöön ja se mahdollistaa pienen ja turvallisen rakenteen. Optisen virtamuuntajan etu perinteiseen nähden on turvallisuus, koska se ei sisällä avoimia piirejä eikä räjähtäviä eristeaineita. (GE Grid, 2016)

Katkaisijan ohjaukseen tarkoitettu CB WATCH 3 on jälkiasennettava ratkaisu, jolla perinteisestä katkaisijasta saadaan IEC 61850 -standardin mukainen älykäs katkaisija. CB WATCH 3 seuraa katkaisijan toiminta-aikoja, josta saadaan arvokasta tietoa katkaisijan oikeanlaisesta toiminnasta. Vikaantunut tai jäänyt katkaisija voi toimia hitaammin, joten tämän aikaisella havaitsemisella voidaan estää kalliita laiterikkoja. CB WATCH 3 valvoo myös katkaisijan SF6-eristekaasun painetta ja voi estää tällä laiterikkoja sekä käyttöhäiriöitä. Katkaisijan täytyy pystyä katkaisemaan myös suuria vikavirtoja, joten sen kontaktipintojen toiminnallisuutta on tärkeää seurata. Näiden vaihto edellyttää suljetun katkaisijan avaamista, tiivisteiden uusimista sekä SF6-kaasun poistoa ja varastointia. Tämän vuoksi näiden vaihtoa ei kannata suorittaa aikaperusteisesti vaan vasta kun tarve on oikea. Toisaalta näiden toiminta on todella kriittistä turvallisen verkon erotuksen takia, joten näiden kuntoa on valvottava. CBWATCH 3 mahdollistaa myös ohjauskäskyjen välityksen digitaalisesti. Tällöin kaapelointi voidaan toteuttaa väyläratkaisuilla. Ohjauskäskyt kulkevat väylässä ja CB WATCH 3 välittää kiinni tai auki komennon suoraan katkaisijalle. CB WATCH 3 katkaisijan ohjaimessa on myös paljon muita lisätoimintoja sekä siihen on mahdollista liittää neljä ulkoista analogista kanavaa lisäantureita varten. Myös ohjauskaapin lämpötilan valvonta onnistuu suoraan katkaisijan ohjaimella, jotta varmistetaan elektroniikalle tarvittava kuiva ja lämmin ilma. Kuten kuvasta 9 nähdään, on CB WATCH 3 pienikokoinen ja modulaarinen, joten se on helppo sijoittaa ohjainkaappiin ilman suuria muutoksia koteloinnissa. (GE Grid, 2017)

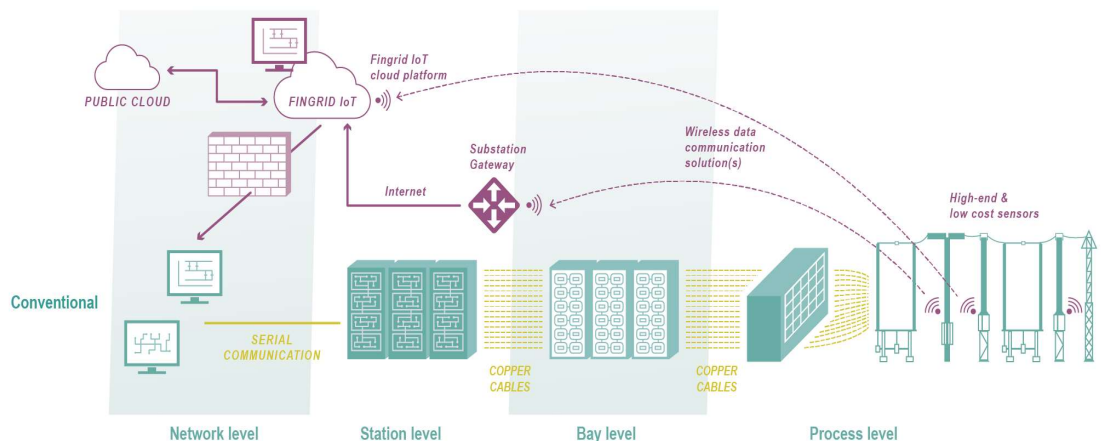


KUVA 9. GE Grid CB WATCH 3 (GE Grid, 2017)

## 6.1 Yleisesti

IoT on Fingridin oma hanke laitteiston älykkään kunnonvalvonnan mahdollistamiseksi. Koska kustannustehokasta ja toimivaa valmista ratkaisua ei laitteiston älykkääseen kunnonvalvontaan löytynyt päätettiin Fingridissä aloittaa oma hanke tämän toteuttamiseksi. IoT-sensoreiden tarkoitus on olla helppo ja edullinen "retrofit" ratkaisu laitteiston kunnonvalvonnalle. Tällöin toimivia vanhempia laitteita ei tarvitse uusia kunnonvalvonnan parantamiseksi, vaan IoT-anturit voidaan lisätä jo toimivaan kokonaisuuteen ilman siirtokeskeytyksiä tai ylimääräisiä häiriöitä järjestelmän toimintaan. (Fingrid Oyj, 2019)

Kytkinlaitteet ovat järjestelmän toiminnan kannalta yksi tärkeimmistä ja kriittisimmistä laiteryhmistä. Näiltä nykyinen laitekanta on tarjonnut suhteellisen vähän kerättävää tietoa ja tiedon hyödyntäminen on jäänyt käytännössä tilatieto tasolle. Tämän vuoksi kunnonvalvontajärjestelmän kehittäminen on aloitettu kytkinlaitteista. Kytkinlaitteisiin lisättävien antureiden tarkoitus on todentaa toiminnallisia arvoja ilman primäärikeskeytyksiä. Iot-sensorit tarjoavat tähän ratkaisun ja mahdollistavat laitteiston kunnon seurannan edullisesti omana erillisenä järjestelmänään. Tämä ratkaisu on turvallinen, koska ohjaukset pysyvät omana järjestelmänään. Vaikka sensoreihin tulisi laitevika, ei se vaikuta sähköverkon toimintaan millään tavalla. Näin ollen sensoreiden vaihdolla ei ole kiire, eikä tämä aiheuta lisäkustannuksia, vaikka teknologia laitteissa lisääntyy. Kuvasta 10 nähdään, miten IoT-laitteet integroituvat muuhun järjestelmään. (Fingrid Oyj, 2019)



KUVA 10. IoT-laitteet osana järjestelmää (Fingrid Oyj, 2019)

Antureilla voidaan myös valvoa kytkinlaitteiden lisäksi asemarakennusta, eristimiä, piha-alueita, kytkinkenttää sekä aitoja. Sähköasema sisältää hyvin paljon laitteita, joita täytyy seurata säännöllisesti määräaikaishuoltojen yhteydessä. Antureilla ei poisteta tätä tärkeää visuaalista tarkastelua, mutta antureita käytettäessä voitaisiin tarkastusväliä pidentää, koska laitteistoista saataisiin enemmän tietoa, kuin tällä hetkellä. Sensoriteknikan käyttömahdollisuudet ovat käytännössä rajattomat ja pitkälti käyttäjän tarpeen sekä kekseliäisyyden rajoissa. (Fingrid Oyj, 2019)

## 6.2 Kytkinlaitteiden kunnonvalvonta

Tällä hetkellä Fingrid on kehittänyt yhteistyössä IonSign kanssa kolme erilaista anturiyksikköä. Nämä ovat IoT1, IoT2 ja IoT3. Kuvassa 11 nähdään IoT1-ohjain.



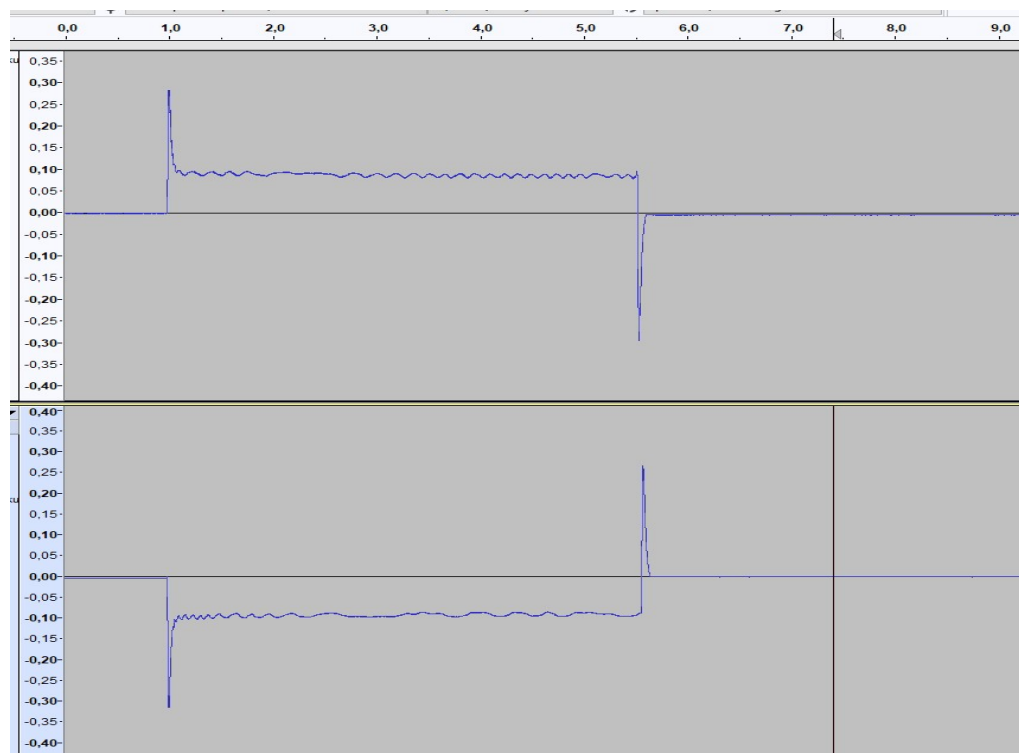
KUVA 11. IoT1-ohjainlaite. (Fingrid Oyj, 2019)

Näitä on käytetty toistaiseksi vain 110 kV kentillä, koska tällöin riittää yksi anturiyksikkö yhteen laitteeseen. 400 kV katkaisija tarvitsee joka vaiheelle oman ohjaimen, koska laitteet ovat rinnakkain erillään toisistaan. 110 kV katkaisijassa kaikki kolme vaihetta toimivat saman ohjauskaapin välityksellä, jolloin riittää yksi anturiyksikkö. Kuvassa 12 vasemmalla puolella nähdään 110 kV katkaisija ja oikealla yhden vaiheen 400 kV katkaisija. (Fingrid Oyj, 2019) (Lappi, 2020)



KUVA 12. 110 kV ja 400 kV katkaisija. (Fingrid Oyj, 2019)

IoT1-anturiyksikkö on kehitelty erottimen ja maadoituskytkimen kunnonvalvontaan. Ohjaimia suunniteltaessa on mietitty mitä arvoja kannattaa seurata, eli toisinsanoen mitkä komponentit vikaantuvat yleisimmin ja aiheuttavat laitteiston käytölle haittaa. Ohjain laskee mekaanisen auki- ja kiinnioloajan, akustisen emission tunnusluvut ohjainmoottorille, vaihteistolle ja ohjaimien sisätilaan. Lisäksi ohjain kerää ohjainmoottorin virtaprofilin ja kelavirtakäyrät sekä siihen liittyvät tunnusluvut. Myös ohjauskaapin lämpötilan ja kosteuden mittaus kuuluu anturiyksikön suorittamiin mittauksiin. (Fingrid Oyj, 2019) (Lappi, 2020)

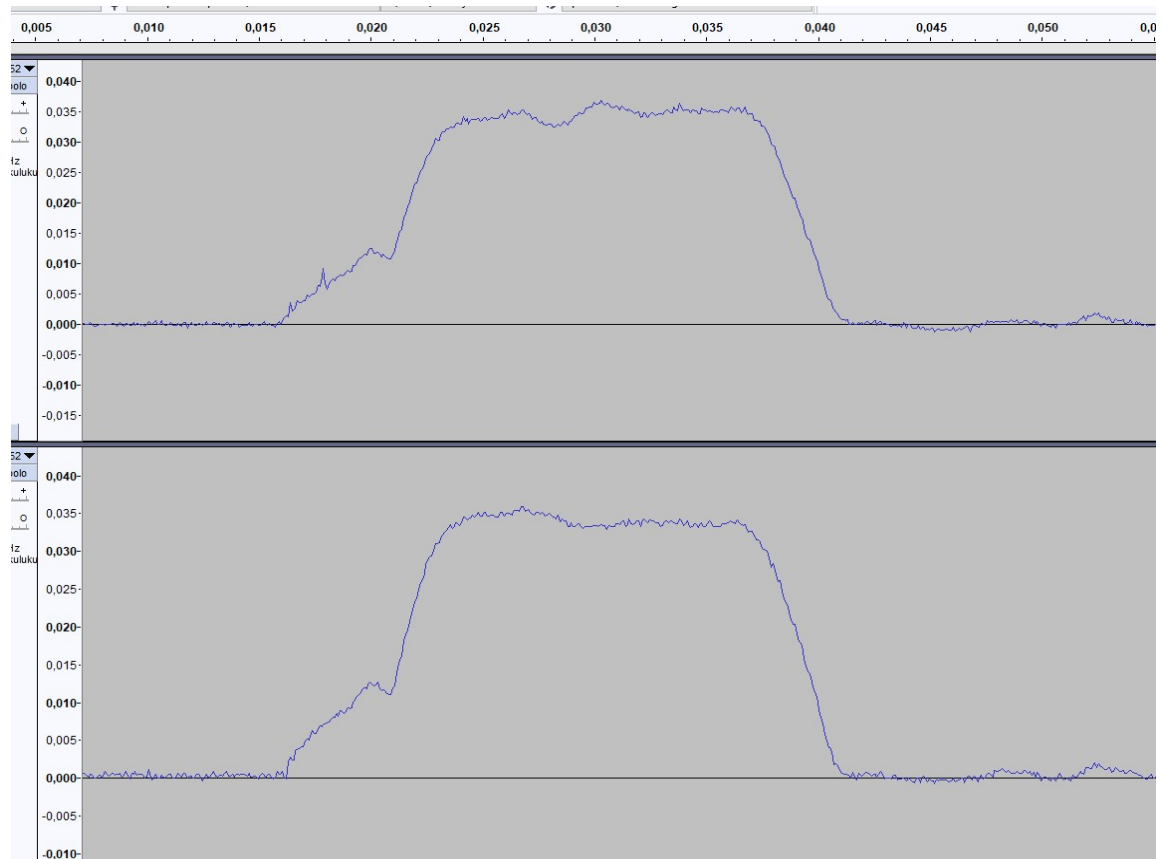


KUVA 13. Erotinmoottorin virtakäyrät (Fingrid Oyj, 2019)

Kuvasta 13 nähdään erotinmoottorin virtakäyrät auki sekä kiinni käskyn toteutuessa. Piezo-anturilla mitataan moottorin ja vaihteiston värinää. Tarkoituksena on havaita poikkeamat näiden toiminnassa. Moottorin ja vaihteiston virranmittaus on toteutettu hall-antureilla, joilla saavutetaan hyvä mittaus-tarkkuus. Virtamittauksesta lasketaan myös toiminta-aika tieto. Tämä aloitetaan siitä, kun virta-arvo muuttuu ja päättyy, kun virta-arvo tasaantuu. Lämpötila ja kosteusanturit sijoitetaan ohjauskaapin sisälle. Tämä on tärkeää, jotta kaappeihin lisätty elektroniikka pysyy toimintakuntoisena. Ohjauskaappeihin lisätään erillinen lämmityselementti, jonka oikeanlainen toiminta pystytään todentamaan näistä mittauksista. (Fingrid Oyj, 2019) (Lappi, 2020)

IoT2-anturiyksikkö on tarkoitettu katkaisijan kunnonseurantaan ja se on sijoitettu katkaisijan ohjain-kaappiin. Siinä lasketaan katkaisijan mekaaninen auki- ja kiinniaika sekä akustisen emission tunnus-luvut iskunvaimentimelle, viritysmoottorille sekä lisäksi ohjaimen tilatieto. Ohjain mittaa ohjauskelojen kelavirrat ja laatii näistä virtakäyrät. Nämä mitataan hall-antureilla ja näiden mittaus on tärkeää lait-teiston toiminnan kannalta, koska ne ohjaavat katkaisijan viritysjousen auki ja kiinni. Aukiohjaus on varmennettu kahdella ohjauskelalla, jotta varmasti ainakin toinen keloista toimii. Molemmilta keloilta otetaan oma virtamittaus. Katkaisijan kiinni ohjaus on toteutettu yhdellä kelalla ja tämän tehtävä on laukaista virittynyt kela. IoT2-ohjaimessa on neljä virtakanavaa. Kolme näistä mittaa kelavirtoja ja yksi viritysmoottorin virtaa ja virtaprofiilia. Lisäksi ohjaimessa on piezo elementtejä viritysmoottorissa ha-vaitsemassa poikkeavaa värinää. Katkaisijan iskunvaimentimeen on lisätty liike anturi, joka seuraa is-kunvaimentimen kuntoa sekä ohjainkaappiin on lisätty myös ilmamikrofoni. Katkaisijan tilatieto saa-daan kahdesta apukosketin kanavasta, josta jännitemittauksella saadaan katkaisijan tilatieto. Ohjain laskee myös mekaanisen toiminta-ajan tilatiedosta. Tämä aloitetaan aloitushetkestä siihen asti, kun apukoskettimen tilatieto muuttuu. (Fingrid Oyj, 2019) (Lappi, 2020)





KUVA 14. Katkaisijan kelavirtakäyrät (Fingrid Oyj, 2019)

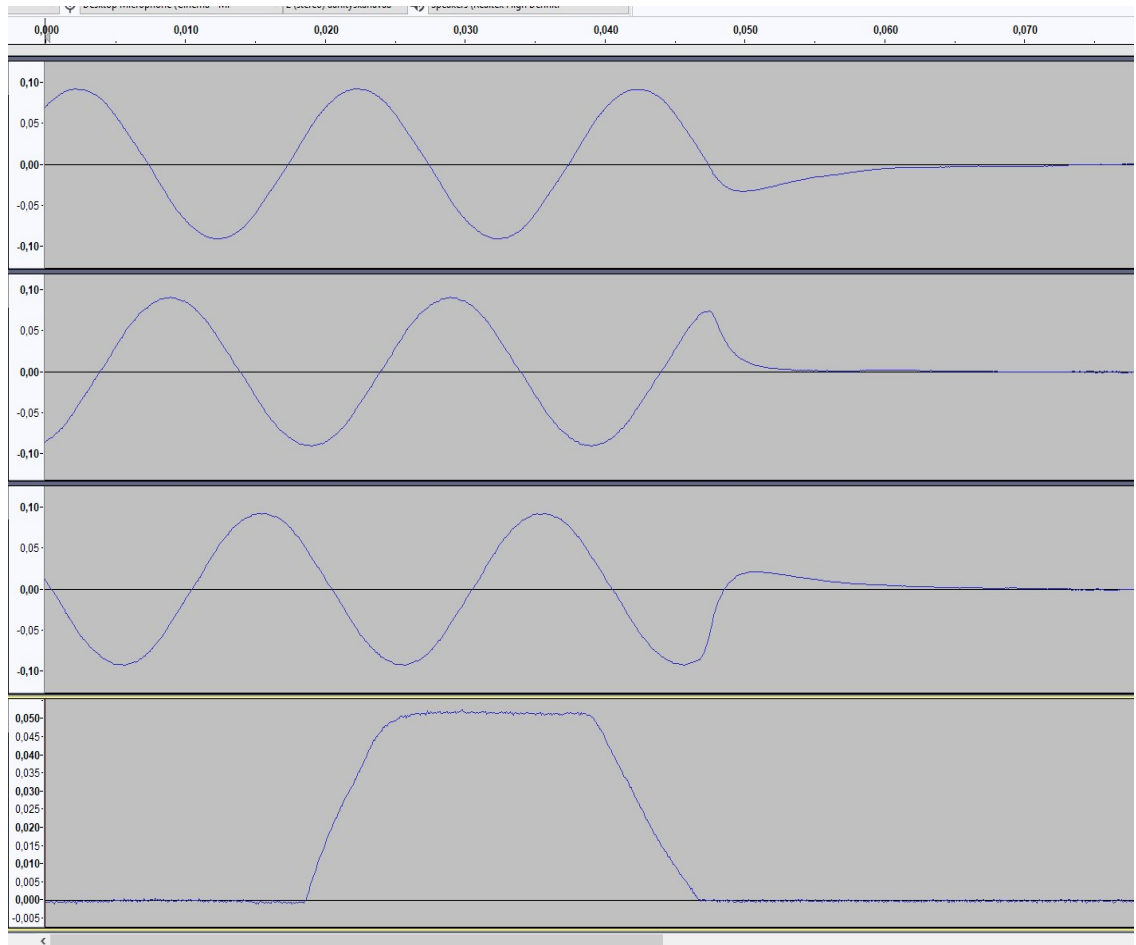
Kuvasta 14 nähdään kelavirtakäyrät katkaisijan auki-ohjauskeloilta Trip1 ja Trip2. Samanlaiset kelat mahdollistavat helpon vertailun virtakäyrien välillä, jolloin poikkeamat on helppo havaita. (Fingrid Oyj, 2019) (Lappi, 2020)

IoT3-anturiyksikkö sijoitetaan kentän jakokaappiin. Kaikki toisiopiirit kulkevat kentän jakokaapin kautta, joten kelavirtapiirien sekä virtamuuntajan toisiovirtojen mittaus on kätevintä toteuttaa jakokaapista. Näiden avulla saadaan tieto sähkönsiirron katkeamisesta sekä jokaiselta vaiheelta katkaisijat. Toiminta-aika lasketaan mittaamalla ohjauskäskyn ja virran katkeamiseen kulunut aika virtamuuntajan toisiosista. Kelavirrat mitataan sekä katkaisijan ohjainkaapista, että kentän jakokaapista, koska IoT-laitteet eivät kommunikoi keskenään eivätkä ole aikasykronoituja keskenään. Tämän vuoksi eri yksiköiden mittauksen aikatietoja ei voida riittävällä tarkkuudella verrata keskenään. IoT3-anturiyksikössä on kuusi hall-antureilla toteutettua virran mittausta. Kolme DC-kanavaa mittaa katkaisijan kelavirrat ja kolme AC-kanavaa puolestaan virtamuuntajan toisiovirrat. Lisäksi jakokaapin lämmön ja kosteuden mittaus on toteutettu IoT3-anturiyksikön avulla. (Fingrid Oyj, 2019) (Lappi, 2020)





KUVA 15. IoT3-ohjainlaite (Fingrid Oyj, 2019)



KUVA 16. Virtamuuntaja vaihe- sekä kelavirtakäyrät (Fingrid Oyj, 2019)

Kuvassa 15 nähdään IoT3-anturiyksikkö sekä kuvassa 16 Virtamuuntajan vaiheiden virrat sekä Trip 2-kelavirran. Alimmaisesta kuvaajasta nähdään Trip2-kelavirtakäyrä. Tästä saadaan ohjauksen aloitushetki. Vastaavasti vaihevirroista nähdään milloin virta ei enää kulje virtamuuntajan lävitse, eli tällöin sähkönsiirto on katkaistu. (Fingrid Oyj, 2019) (Lappi, 2020)

### 6.3 Mittaukset ja mittaustavat

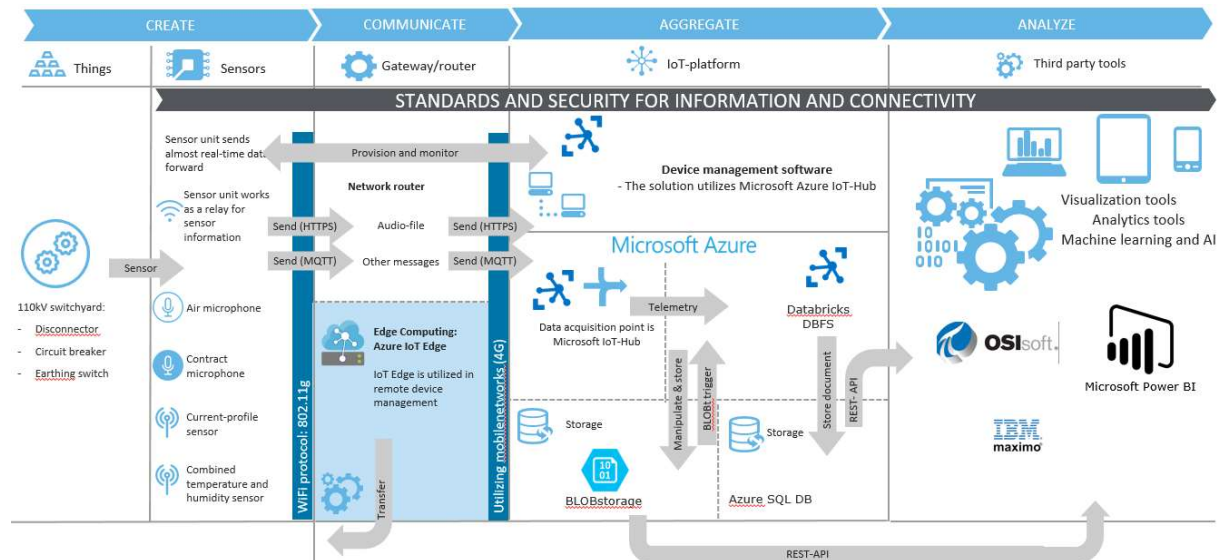
Kytkinlaitteiden lisäksi IoT-mittauksia on tarkoitus käyttää myös muiden primäärlaitteiden sekä asemarakennuksen kunnonvalvonnassa. Asemarakennuksen valvontajärjestelmän on tarkoitus sisältää mm. lämpötilan, kentälle menevien virtojen, IV-koneiden äänivalvontaa sekä kosteuden/vuotojen seuranta. Rakennuksien ja kiinteistötekniikan valvontaan on olemassa monia valmiita ostettavia ratkaisuita, mutta näiden toteuttaminen itse mahdollistaa sen turvallisen liittämisen muuhun IoT järjestelmään, jolloin kaikki valvonta on integroitu samaan järjestelmään. (Fingrid Oyj, 2019) (Lappi, 2020)

Kytkinlaitteiden lisäksi IoT-mittauksilla on tarkoitus seurata mm. primäärlaitteiden lämpötilaa, eristimien kuntoa, havaita öljy- sekä SF6-vuotoja ja tunnistaa mekaanisia- sekä sähköisiä vikoja. Primäärlaitteiden lämpötilaa seurataan perinteisillä lämpötila-antureilla sekä langattomilla NB-IoT matalan resoluution lämpökameroilla. Näillä pystytään havaitsemaan lämpenemät esimerkiksi vaihekohtaisesti mittamuuntajasta. Eristimien kuntoa valvotaan mittaamalla eristinpoikkeamia akustiseen emissioon perustuvalla korkeataajuisella kulkuaallon mittauksella. Näin eristimistä voidaan havaita halkeamat ja muut pienemmät vauriot, jotka ovat hankala paikantaa visuaalisesti. Öljy- ja kaasuvuotoja voidaan paikantaa mm. painemittauksilla. Mekaaniset viat paikannetaan äänestä sekä virta-arvosta. Tällainen tilanne voisi olla esimerkiksi aikaisemmin mainittu erotinohjaimen moottori. Sähköiset viat ovat mm. osittaispurkauksia ja nämä voidaan paikallistaa mm. edellä mainitulla korkeataajuisella kulkuaallon mittauksella. IoT-järjestelmän avulla voidaan ainakin osittain automatisoida asematarkastuksia. Mittaukset sekä kuntotiedot ovat kerätty helposti yhteen järjestelmään ja visuaalisia tarkastuksia tehdessä on mahdollista hyödyntää kamera- ja drone kuvauksia. (Fingrid Oyj, 2019) (Lappi, 2020)

### 6.4 Mittausdatan hyödyntäminen

Vuonna 2019 Fingridissä asennettiin n. 5000 IoT-sensoria yhdeksälle sähköasemalle. Fingridillä on vastuullaan n.100 sähköasemaa, joten sensoreiden määrä tulee moninkertaistumaan tulevaisuudessa. Jokainen sensori lähettää reaaliajassa tilatietoa valvottavasti kohteesta. Tästä seuraa suuri määrä seurattavaa sekä varastoitavaa dataa. Tästä kaikesta datasta ohjelmiston täytyisi kerätä poikkeamat automaattisesti. Järjestelmän täytyisi ilmoittaa poikkeamista ilman, että käyttäjä joutuu seuraamaan sen tarkemmin arvoja ennen häiriöilmoitusta. Haasteena mittausdatan hyödyntämiselle on ohjelman raja-arvojen määrittäminen. Virtatiedolle on yksinkertainen määrittää raja-arvot rajaamalla virta-arvot haluttuun. Vastaavasti äänimittauksille tiedon muuttaminen vertailtavaan muotoon on haastellista. Tämän lisäksi on hankala määrittää milloin erilainen ääni esimerkiksi vaihteistossa tarkoittaa vikaa ja milloin ulkopuolista lähdettä. Jotta nämä toiminnot saadaan käyttöön ja laitteilta tuleva data hyödynnettyä tarvitaan toimiva loppukäyttösovellus. Tämän kehittäminen on monimutkaista ja vaatii paljon haastavaa insinööritöitä. (Fingrid Oyj, 2019) (Lappi, 2020)

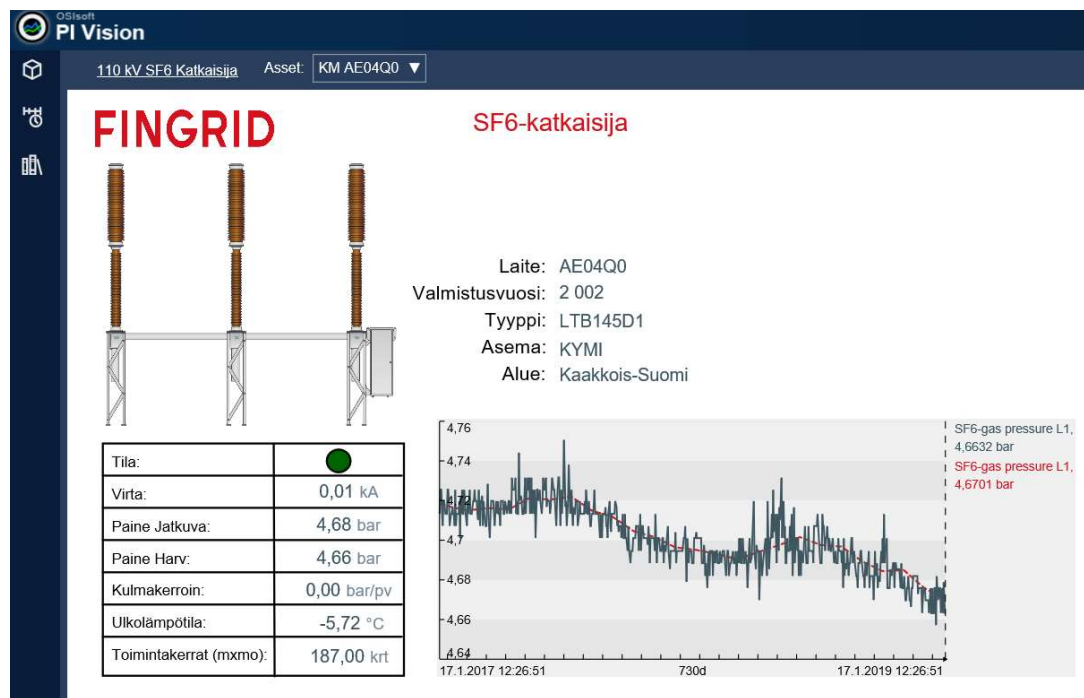
Fingridin IoT-järjestelmä on toteutettu Azure-pilvipalveluun. Raaka mittausdata siirretään langattomasti Azure IoT-hub pilvipalveluun, joka toimii IoT-alustana kuvan 17 mukaisesti. Tieto muunnetaan haluttuun muotoon Databricks järjestelmän avulla, jossa tieto jaetaan omiksi datapaketeikseen. Databricks välittää tiedot tallennettavaksi pilvipohjaiseen SQL-tietokantaan, josta tiedot lähetetään kolmannen osapuolen kehittämiin loppukäyttösovelluksiin. (Fingrid Oyj, 2019) (Lappi, 2020)



KUVA 17. IoT-mittausdatan tiedonkulkua (Fingrid Oyj, 2019)

## 6.5 Loppukäyttösovellus

IoT-järjestelmän loppukäyttösovellus on nimeltään Osisoft PI. Osisoft PI -ohjelmasta laitteiston kuntoa seurataan reaaliajassa. Sinne voidaan tehdä asemakohtaisia visuaalisia näkymiä, jotta laitteiston kunnon havainnollistaminen olisi helpompaa. Kuvassa 18 nähdään Osisoft PI -ohjelman näkymä Kymin asemalla sijaitsevalta AE04 kentän SF6-katkaisijalta. Järjestelmä indikoi laitteiston tilaa värillä. Samasta näkymästä nähdään kätevästi kaikki oleelliset tiedot laitteiston kunnosta sekä visuaalinen toiminta-käyrä. Tietoja voi olla kuvassa näkyvät virta, SF6-paine, kulmakerroin, ulkolämpötila sekä toimintakerta laskuri. IoT-järjestelmän visiona on, että jokaiselta laitteelta saataisiin vastaava näkymä, jolloin laitteiston seuranta olisi vaivatonta. Tämä säästäisi paljon turhia laitekeskeytyksiä sekä vähentäisi asemakäyntejä. Kamera valvonta yhdistettynä PI vision -ohjelmaan mahdollistaisi laitteiston helpon tilatietojen sekä kunnon seurannan etänä. Sähköasemien välimatkat ovat pitkät, joten tämä mahdollistaisi tehokkaan ajankäytön matkustustuntien vähentyessä. (Fingrid Oyj, 2019) (Lappi, 2020)



KUVA 18. Osisoft PI Vision (Fingrid Oyj, 2019)

Osisoft PI lisäksi loppukäyttösovelluksia on IoT Azure, jossa tieto käsitellään, IBM Maximo, joka toimii laitetietokantana, huoltotöiden tilaus ja ajoittamis ohjelmistona sekä Offline databases, johon huolloissa tehdyt mittaustiedot kerätään. (Fingrid Oyj, 2019) (Lappi, 2020)

## 7 VERTAILU

### 7.1 Kunnonvalvontamallit

Työn yhtenä tavoitteena oli vertailla IEC 61850 -standardin mukaista kunnonvalvontamallia Fingridin omaan IoT-sensoriteknikkaan perustuvaan kunnonvalvontaan. IEC 61850 -standardin tavoitteena on luoda yhtenäinen tiedonsiirtomalli eri laitevalmistajien laitteiden välille mahdollistaen niiden yhteensovittamisen. IEC 61850-90-3 kunnonvalvontaosio esittelee laitteistolle tärkeitä mittauksia, mutta toimii standardina eikä täten tarjoa valmista kunnonvalvonta järjestelmää. Vastaavasti IoT on valmis kokonaisvaltainen kunnonvalvontaratkaisu ja se on kehitelty omaksi erilliseksi järjestelmäkseen nimenomaan kunnonvalvonnan tarpeisiin. IoT-sensoreilla kerätty tieto siirretään pilvipalveluun eikä sen viikaantuminen tai huoltotyöt vaikuta sähköaseman komponenttejen toimintaan ja niitä voidaan käyttää myös vanhemmassa perinteisesti toteutetussa laitekannassa.

Sähköaseman laitteet ja toiminnot pysyvät samankaltaisina, oli sitten kyseessä digitaalinen tai perinteisesti toteutettu sähköasema. Digitaalisessa sähköasemassa laitteistosta saadaan paljon enemmän tietoa, koska perinteisellä kuparikaapeloinnilla tällainen olisi haastavaa ja kallista toteuttaa. Vastaavasti IoT on ratkaisu kunnonvalvonnan osalta tähän ongelmaan ilman tarvetta saneerata kaikkia sähköaseman laitteita IEC 61850 -standardin mukaisiksi. IEC 61850 -standardin mukaista kunnonvalvontaa voitaisiin toteuttaa myös pelkästään asemaväylää käyttävillä sähköasemilla, mutta silloin laitteistosta saatava tiedon määrä on paljon rajatumpi kuin käytettäessä prosessiväylää. Kuitenkin IEC 61850-90-3 kunnonvalvonta -standardi ottaa kantaa lähinnä siihen, mitä tietoja kannattaa kerätä ja miten tieto siirretään, joten toimivan loppukäyttösovelluksen kehittäminen jäisi standardin ulkopuolelle. Tämän vuoksi se ei tarjoa valmista ratkaisua siihen, miten laitteiston kunnonvalvonta pitäisi toteuttaa. IoT on myös sähköaseman digitalisoimista, mutta siinä ei käytetä IEC 61850 -standardin mukaista väylätekniikkaa. Se on kuitenkin samoihin ja jopa laajempiin mittauksiin sekä seurantaan perustuva kunnonvalvontamalli, johon voidaan yhdistää kaikki sähköaseman komponentit sekä rakennukset.

Pernoonkosken digitaalisen pilottilaitteiston avulla saadaan varmasti paljon käytännönkokemusta prosessiväylän hyödyistä ja haasteista, jonka avulla nämä ratkaisut tulevat varmasti yleistymään.

Kuitenkin sähköasemien laitteet ovat pitkäikäisiä ja niitä saneerataan tarpeen mukaisesti eli näiden ratkaisuiden yleistymiseen menee aikaa. Tämän vuoksi on tärkeää, että IoT tukee juuri tällä hetkellä käytössä olevien laitteiden kunnonvalvontaa ja sitä voidaan kehittää siten, että se palvelee tarpeita myös tulevaisuudessa digitaalisten ratkaisuiden yleistyessä.

## 7.2 Mahdollisuudet

Kunnonvalvonnan digitalisointi mahdollistaa laitteiston kunnon ymmärtämisen tietoon perustuen. Aikaan perustuva kunnonvalvonta on tehokas tapa huoltaa laitteistoa, mutta riittävän toimintavarmuuden saavuttamiseksi myös kallis. Laitteistosta saatava jatkuva mittaustieto mahdollistaa laitteiston kunnon seurannan ajantasaisesti, joka puolestaan mahdollistaa nopean reagoimisen yllättäviin ja äkillisiin poikkeuksiin laitteiston toiminnassa. Aikaan perustuvasta kunnonvalvonnasta ei ole tarkoituksena kokonaan luopua vaan kuntotietojen perusteella pystytään tehostamaan tätä. Huoltoväliä voidaan täten muuttaa laitteiston kunnon perusteella. Tämä mahdollistaa säästöä ja vähentää siirtokeskeytyksiä. Usealla laitevalmistajalla on kehitelty omat ratkaisunsa laitteista saatavan kuntotiedon keräämiseen ja muuttamiseen hyödynnettävään muotoon. Näiden pilottien valmistumisen myötä markkinoille tulee myös muita valmiita kunnonvalvonta ratkaisuita, jolloin ominaisuuksien ja kustannusten laajempi vertailu on mahdollista. Fingridissä on panostettu IoT-järjestelmän kehitykseen, joten en usko muiden syrjäyttävän tätä järjestelmää ainakaan kokonaan. Kaikkien laitteiden ja asemien yhdistäminen samalla alustalle mahdollistaa myös paljon helpomman seurannan ja selkeämmän kunnonhallinnan.

### 7.3 Katkaisijan kunnonvalvontamittaukset

Fingrid	GE Grid	ABB
IoT	CB Watch 3	CBS
<ul style="list-style-type: none"><li>• Kelavirtojen mittaus</li><li>• Viritysmoottorin värinä</li><li>• Viritysmoottorin virta</li><li>• Tilatieto</li><li>• Ilmamikrofoni</li><li>• Toiminta-aika</li><li>• Iskunvaimentimen seuranta</li><li>• Ohjainkaapin lämpötila</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Kelavirtojen mittaus</li><li>• Kelan jatkuvuus</li><li>• Tilatieto</li><li>• Viritysmoottorin virta</li><li>• Toiminta-aika</li><li>• SF6 Seuranta</li><li>• Iskunvaimentimen seuranta</li><li>• Ohjainkaapin lämpötila</li><li>• Lisäanturi optio</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Kelavirtojen mittaus</li><li>• Kelan jatkuvuus</li><li>• Tilatieto</li><li>• Viritysmoottorin käyttökerrat</li><li>• Viritysmoottorin syöttöjännite</li><li>• Toiminta-aika</li><li>• SF6 Seuranta</li><li>• Ohjainkaapin lämpötila</li></ul>

KUVA 19. Katkaisijan kunnonvalvontamittaukset

Kuvassa 19 esitellään kahden laitevalmistajan sekä Fingridin IoT-hankkeen mukaisia sensoreilla toteutettuja katkaisijan kunnonvalvonta mittauksia. Mittauksien tarkoituksena on saada mahdollisimman laaja ymmärrys katkaisijan sen hetkisestä todellisesta kunnosta. Sensorit sekä niiden ohjainlaitteet sijoitetaan katkaisijan ohjainkaappiin. Ohjainlaitteelle saapuva mittausdata välitetään ratkaisusta riippuen joko langattomasti tai väyläkaapelilla valvontajärjestelmään.

Itse mittaukset sekä mittaustavat pysyvät hyvin samankaltaisina järjestelmästä riippuen. Suurin eroavaisuus on mittaustuloksia tulkitseva loppukäyttösovellus, joka esimerkiksi IoT tapauksessa on jo käytössä oleva järjestelmä, jolloin kaikkien laitteiden kunnonvalvonta on sijoitettu samaan järjestelmään. GE Grid:n CB Watch 3 katkaisijan valvontajärjestelmässä sen tekemiä mittauksia voidaan seurata käyttäjän tarpeen mukaan suoraan SCADA -järjestelmästä tai verkkopohjaisesta seurantaohjelmistosta. Vastaavasti ABB CBS toimii omalla CB Insight sovelluksellaan, jossa on myös etäseuranta mahdollisuus. Kuitenkin Fingridin tapauksessa seurattavia laitteita olisi suuri määrä, jolloin tehokkain tapa seurata laitteistoa on sijoittaa kaikki valvottavat laitteet samaan järjestelmään. Tulevaisuudessa kokonaisvaltaiset kunnonvalvonta järjestelmät tulevat varmasti yleistymään, jolloin myös näiden ominaisuuksien tarkempi vertailu on mahdollista.

Työn tavoitteena oli perehtyä IEC 61850 -standardin kunnonvalvontaosioon, laitevalmistajien tarjontaan sekä Fingridin IoT-hankkeeseen pohjautuvaan kunnonvalvontaan. Tarkoituksena oli saada vertailu näiden ominaisuuksista ja tuomista mahdollisuuksista. IEC 61850 -standardiin pohjautuvat ratkaisut ovat vielä kehitysvaiheessa. Laitevalmistajat tarjoavat erilaisia ratkaisuita näiden toteuttamiseen, mutta käytännön kokemus järjestelmien yhteensovittamisesta on vielä pilotti vaiheessa. Fingridin Pernoonkosken kahden johtolähdön digitaalisen sähköaseman pilotti tuo arvokasta tietoa digitaalisen sähköaseman tämän hetkisestä käytännön tilanteesta.

Kunnonvalvonnan näkökulmasta laitteistosta saadaan nykyaikaisella teknologialla paljon erilaista kuntotietoa. Ongelmana on tämän suuren datamäärän käsitteleminen sekä muuttaminen loppukäyttäjää palvelevaan muotoon. Toimivia valmiita kunnonvalvonta järjestelmiä tulee varmasti lähivuosina lisää digitaalisten ratkaisuiden yleistyessä maailmalla valmistuvien pilottikohteiden myötä. Kuitenkin koko Suomen kattavaa yhtenäistä IEC 61850 -standardiin pohjautuvaa kunnonvalvontaa tuskin on lähivuosina tulossa, koska laitekanta on pitkäikäistä ja menee vuosikymmeniä ennenkuin kaikki sähköasemat ovat päivitetty väyläpohjaisiksi. Laitevalmistajien kehittämät loppukäyttösovellukset ovat vielä pitkälti pilottivaiheessa. Nämä sovellukset pystyvät keräämään tietoa laitteistosta, mutta laitteiston kuntoluokittelu on vielä kehitysvaiheessa. Kuntoluokittelu algoritmien kehittyessä ja käyttökokemuksien myötä nämä järjestelmät voisivat mahdollistaa siirtymisen kuntoperusteiseen kunnonvalvontaan. Näiden järjestelmien avulla se tarkoittaisi huoltovälin määrittämistä laitekohtaisesti, mutta huoltoajan kohdan lopullinen aika määrittäisi kuntotietojen perusteella. Tällöin huoltoväliä voitaisiin pidentää tai lyhentää järjestelmän ilmoittaman tarpeen mukaisesti.

Fingridin IoT-sensoriratkaisu on tämän hetkisellä laitetarjonnalla sekä ratkaisuilla järkevä tapa toteuttaa sähköaseman kunnonvalvonnan digitalisointi. Tällöin kaikki kuntotiedot kerätään samaan järjestelmään. Laitevalmistajien kehittämien kunnonvalvonta loppukäyttösovellusten yleistyessä myös tarkempi ominaisuuksien sekä kustannusten vertailu on mahdollista toteuttaa.

IoT-järjestelmä toimii myös nykyisellä sähköaseman laitekannalla ja se on kehitelty omaksi erilliseksi järjestelmäkseen, eikä täten aiheuta lisää käyttökeskeytyksiä tai vaaranna nykyisen järjestelmän toimintavarmuutta. IoT-sensoriratkaisut tulevat yleistymään nopealla aikataululla Suomen sähköasemilla ja niitä kehitetään jatkuvasti yhteistyössä useiden yhteistyökumppaneiden kanssa. Käytännön kokemukset osoittavat tulevaisuudessa, miten IoT-sensorit kestävät Suomen vaihtuvissa olosuhteissa sekä sen, minkälaisia haasteita suuret datamäärät aiheuttavat sensorien yleistyessä. Kuitenkin IoT on aivan yhtä lailla kunnonhallinnan digitalisoimista, kuin IEC 61850 -standardin mukaisesti toteutettu ratkaisu.

Digitaalisesta sähköasemasta on tehty useita tutkimustöitä, mutta vastaavasti laitteiston kunnonvalvonta osuus on jäänyt puuttuvan laitekannan vuoksi vähemmälle huomiolle. Digitaalisen sähköaseman kunnonvalvonta on aiheena hyvin laaja sekä teknologian nopea kehittyminen tuo omat haasteensa tutkimustyöhön. Teknologian jatkuvan kehittymisen vuoksi aiheen tutkimiseen kannattaa suunnata resursseja myös tulevaisuudessa.



## 9 LÄHDELUETTELO

- ABB. (2017). *ABB Motor Drive Operating mechanism*. Noudettu osoitteesta <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=2GJA708992&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- ABB. (2018). *ABB Ability Power Transformer*. Noudettu osoitteesta <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107046A1820&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- ABB. (2019). *ABB LTB AirPlus*. Noudettu osoitteesta <https://new.abb.com/high-voltage/AIS/selector/LTB-AirPlus>
- ABB. (2019). *ABB SAM600*. Noudettu osoitteesta <https://new.abb.com/substation-automation/products/protection-control/sam600>
- ABB. (2 2020). *ABB FOCS-FS*. Noudettu osoitteesta <https://new.abb.com/high-voltage/instrument-transformers/current/FOCS-FS>
- Fingrid Oyj. (2011a). *Katkaisijan kunnonhallinta (ei julkisesti saatavilla)*.
- Fingrid Oyj. (2011b). *Muuntajan kunnonhallinta (ei julkisesti saatavilla)*.
- Fingrid Oyj. (2012). *GIS-kytkinlaitoksen kunnonhallinta (ei julkisesti saatavilla)*.
- Fingrid Oyj. (2017). *Pernoontokoski työsuunnitelma (ei julkisesti saatavilla)*.
- Fingrid Oyj. (2019). *Anturipohjaisten valvontajärjestelmien kehityshanke (ei julkisesti saatavilla)*.
- Fingrid Oyj. (2 2020a). *Yhtiön esittely*. Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sivut/yhtio/esittely/>
- Fingrid Oyj. (3 2020b). *Yhtiön esittely*. Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/asiakkaille/kuluttajatietoa/>
- GE Grid. (2016). *COSI-CT & VT*. Noudettu osoitteesta [https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/AlstomEnergy/GA/DIT/Grid-GA-L3-COSI\\_CT-0907-2016\\_01-EN.pdf](https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/AlstomEnergy/GA/DIT/Grid-GA-L3-COSI_CT-0907-2016_01-EN.pdf)
- GE Grid. (2017). *CB WATCH 3*. Noudettu osoitteesta [https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/CBWatch3\\_GEA-31972-E\\_170627\\_R003.pdf](https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/CBWatch3_GEA-31972-E_170627_R003.pdf)
- GE Grid. (2018). *DS Agile aWiev*. Noudettu osoitteesta <https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/DSAgile-v6.1-aView-Brochure-EN-2018-04-Grid-GA-0820.pdf>
- GE Grid. (2020). *Digital Substation*. Noudettu osoitteesta <https://www.gegridsolutions.com/Landing/digital-substation/>
- GE Grid. (2 2020). *GE Grid COSI-CT*. Noudettu osoitteesta [https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/AlstomEnergy/GA/DIT/Grid-GA-L3-COSI\\_CT-0907-2016\\_01-EN.pdf](https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/AlstomEnergy/GA/DIT/Grid-GA-L3-COSI_CT-0907-2016_01-EN.pdf)
- Haaja, J. (24. 4 2020). Opinnäytetyön kommentointi. (T. Tuovinen, Haastattelija)
- Hurtta, J. (2018). *Digitaalisen sähköaseman IED-laitteiden konfiguraatioiden hallinta IEC 61850 -standardin mukaan*.
- IEC. (2 2020). *About to the IEC*. Noudettu osoitteesta <https://www.iec.ch/about/>
- IEC 61850-7-4. (2010). *Basic communication structure - Compatible logical node classes and data object classes*.
- IEC 61850-90-3. (2016). *Using IEC 61850 for condition monitoring diagnosis and analysis*.
- IEC 61850-90-4. (2013). *Network engineering guideliness*.
- Kaisanlahti, T. (2019). *Sähköaseman omaisuusdatan ylläpito*.
- Kaukonen, J. (2017). *Sähköaseman digitalisaation vaikutus primäärlaiterajapintaan*.

- Korpinen, L. (1998). *5 Sähköverkon automaatio ja suojaus*. Noudettu osoitteesta  
[http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt\\_opus/5sahkoverkon\\_automaatio\\_ja\\_suojaus.pdf](http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt_opus/5sahkoverkon_automaatio_ja_suojaus.pdf)
- Kukkaniemi, E. (2018). *Katkaisijasimulaattorin toteutus*.
- Lantto, T. (2015). *Keskijännitekaapeleiden osittaispurkauksien mittaaminen VLF-tekniikalla*.
- Lappi, J. (16. 1 2020). Haastattelu (Teams). (T. Tuovinen, Haastattelija)
- Lehtola, L. (2018). *Kulkuaaltomittaukseen perustuva vikapaikan laskenta 110kV:n verkossa*.
- Länsman, H. (2019). *110 kV Digitaalisen sähköaseman toteutusvaihtoehdot*.
- Nappari, A. (4. 2 2020). Sähköpostikeskustelu. (T. Tuovinen, Haastattelija)
- Naukkarinen, R. (21. 2 2020). Sähköpostikeskustelu. (T. Tuovinen, Haastattelija)
- Naukkarinen, T. (29. 4 2020). Opinnäytetyön kommentit ja haastattelut. (T. Tuovinen, Haastattelija)
- Niemi, H. (2018). *Eroittimien ja erotinautomaation elinkaaren hallinta*.
- Perttu, J. (2014). *Käämikytkinsäätäjien ja kondensaattorisäätäjien asettelut kantaverkossa*.
- Turkia, T. (11. 2 2020). Haastattelu. (T. Tuovinen, Haastattelija)



Mr. Teemu Tuovinen  
Wredenkatu 2  
FI 78250 Varkaus  
FINLAND

Email : [Teemu.Tuovinen@fingrid.fi](mailto:Teemu.Tuovinen@fingrid.fi)

2020-04-22

Ref: permission

Subject: Permission to publish extracts from IEC International Standards

Dear Mr. Tuovinen,

I acknowledge receipt of your mail related to the above.

I confirm that we grant you the permission to use the following extracts and copyrighted texts from:

**IEC TR 61850-90-3:2016**  
Figure 2 – GIS CMD Overview  
Figure 61 – Communication architecture for CMD

**IEC 61850-7-4:2010**  
Figure 2 – LOGICAL NODE relationships  
Table 1 – List of logical node groups

This could be included in your publication on condition that it mentions the following acknowledgment where appropriate:

*"The author thanks the International Electrotechnical Commission (IEC) for permission to reproduce Information from its International Standards. All such extracts are copyright of IEC, Geneva, Switzerland. All rights reserved. Further information on the IEC is available from [www.iec.ch](http://www.iec.ch). IEC has no responsibility for the placement and context in which the extracts and contents are reproduced by the author, nor is IEC in any way responsible for the other content or accuracy therein."*

In addition, the quotation from IEC Standards should include the following footnotes:

IEC/TR 61850-90-3 ed.1.0	"Copyright © 2016 IEC Geneva, Switzerland. <a href="http://www.iec.ch">www.iec.ch</a> "
IEC 61850-7-4 ed.2.0	"Copyright © 2010 IEC Geneva, Switzerland. <a href="http://www.iec.ch">www.iec.ch</a> "

As with such permission, we would require if possible, a copy of your publication for our files.

Yours sincerely,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'GF', with a stylized flourish at the end.

Guilaine Fournet (Ms)  
Head of Sales and Business Development